

Міністерство освіти і науки України  
Національний технічний університет  
«Дніпровська політехніка»

Інститут електроенергетики

(інститут)

ЕТФ

(факультет)

Кафедра Систем електропостачання

(повна назва)

## ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА

кваліфікаційної роботи ступеню бакалавра  
(бакалавра, спеціаліста, магістра)

студента Донця

(ПІБ)

академічної групи 141-16зск-2

(шифр)

спеціальності Електротехнічні системи електроспоживання

(код і назва спеціальності)

спеціалізації<sup>1</sup> \_\_\_\_\_

за освітньо-професійною програмою \_\_\_\_\_

(офіційна назва)

на тему «Модернізація електричної частини трансформаторної підстанції»

(назва за наказом ректора)

Керівники	Прізвище, ініціали	Оцінка за шкалою		Підпис
		рейтинговою	інституційною	
кваліфікаційної роботи				
розділів:				
Технологічний	Кольцов І.Б.			
Спеціальний	Кольцов І.Б.			
Охорона праці	Кольцов І.Б.			
Економічний	Кольцов І.Б.			

Рецензент				
-----------	--	--	--	--

Нормоконтролер	Олішевський Г.С			
----------------	--------------------	--	--	--

Дніпро  
20\_\_19\_\_

**ЗАТВЕРДЖЕНО:**

завідувач кафедри  
систем електропостачання

\_\_\_\_\_ Випанасенко С.І.

«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2019 року

**ЗАВДАННЯ**

**на кваліфікаційну роботу**

**ступеню бакалавра**

**студенту Донцю академічної групи 141-16зск-2**

**спеціальності Електротехнічні системи електроспоживання**

**спеціалізації**

**за освітньо-професійною програмою бакалавра**

**на тему Модернізація електричної частини трансформаторної підстанції**

**затверджену наказом ректора НТУ «Дніпровська політехніка» від 2019 р. №**

<b>Розділ</b>	<b>Зміст</b>	<b>Термін виконання</b>
Технологічний	Кліматична зона і її особливості. Перспектива розвитку споживачів. Відомості про підстанцію. 110/10 кВ. Існуючі засоби РЗ і А підстанції	
Спеціальний	Вибір числа і потужності силових трансформаторів. Перевірка трансформаторів на допустимі систематичні навантаження. Обґрунтування схеми підстанції. Розрахунок струмів короткого замикання. Вибір електроапаратів. Регулювання напруги на підстанції. Релейний захист фідерів	
Охорона праці	Аналіз небезпечних і шкідливих виробничих факторів у ВРП напругою 110 кВ. Інженерно-технічні заходи з охорони праці на ВРП - 110 кВ. Пожежна профілактика.	
Економічний	Розрахунок витрат . Визначення річного збитку від відмов електрообладнання. Визначення та аналіз показників економічної ефективності проекту	

**Завдання видано**

**Дата видачі**

**Дата подання до екзаменаційної комісії**

**Прийнято до виконання**



## РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка: 69 с, 14 рис, 21 табл., 1 додаток, 17 джерел.

ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ, ПІДСТАНЦІЯ, ВИСОКА НАПРУГА, ТРАНСФОРТОР, ВИМИКАЧ, ЕЛЕКТРОАПАРАТИ, ЕЛЕКТРОБЕЗПЕКА

Об'єкт розроблення – система електропостачання електричної підстанції.

Мета роботи – реконструкція електричної частини підстанції.

Результати та їх новизна – розроблена електрична схема підстанції, що відрізняється високою надійністю електропостачання.

Новизна технічного рішення полягає в використанні нових та новітніх електроапаратів та технічних засобів для підвищення надійності роботи підстанції.

Взаємозв'язок з іншими роботами – продовження інноваційної діяльності кафедри систем електропостачання Національного технічного університету «Дніпровська політехніка» в сфері електричних підстанцій високої та зверхвисокої напруги.

Сфера застосування розробки – електричні підстанції напругою 110/10 кВ.

Практична значимість кваліфікаційної роботи – підвищення надійності та економічності електричної підстанції.

## Зміст

ВСТУП .....	6
ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА .....	7
1.1. Кліматична зона і її особливості .....	8
1.2 Перспектива розвитку споживачів .....	8
1.3 Підстанція 110/10 кВ.....	9
1.4 Існуючі засоби РЗ і А підстанції.....	10
1.5. Електричні навантаження підстанції 110/10 кВ.....	11
СПЕЦІАЛЬНИЙ РОЗДІЛ .....	15
2.1. Вибір числа і потужності силових трансформаторів .....	16
2.2. Перевірка трансформаторів на допустимі систематичні навантаження ..	17
2.3 Обґрунтування схеми підстанції .....	19
2.4. Розрахунок струмів короткого замикання.....	20
2.5. Вибір електроапаратів .....	28
2.5.1 Вибір вимикачів .....	29
2.5.2 Вибір роз'єднувача .....	32
2.5.3 Вибір трансформаторів струму .....	34
2.5.4 Вибір трансформаторів напруги.....	38
2.5.5 Вибір оперативного струму і джерел живлення .....	41
2.5.6 Регулювання напруги на підстанції .....	41
2.5.7 Вибір вимикачів та комірок на напругу 10 кВ.....	42
2.5.8 Вибір трансформатора власних потреб .....	46
2.5.9 Релейний захист фідерів.....	48
ОХОРОНА ПРАЦІ .....	52
3.1. Короткий опис об'єкта .....	53
3.2 Аналіз небезпечних і шкідливих виробничих факторів при експлуатації електричного обладнання ВРП напругою 110 кВ .....	53
3.3 Інженерно-технічні заходи з охорони праці на ВРП - 110 кВ.....	54
3.4 Пожежна профілактика.....	56
3.5 Інженерні заходи при гасінні пожежі на підстанції .....	56
ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА .....	63
4.1 Ціль та задачі .....	64
4.2 Розрахунок капітальних витрат .....	64
4.3 Розрахунок експлуатаційних витрат .....	65
4.4 Визначення річного збитку від відмов електрообладнання .....	69
4.5 Визначення та аналіз показників економічної ефективності проекту.....	70
ВИСНОВКИ.....	72
Список використаних джерел .....	74
Додаток А.....	76

## **ВСТУП**

В даному дипломному проєкті проводилося дослідження електричної схеми підстанції, від якої здійснюється електропостачання селища міського типу та прилеглі сіл

На теперішньому етапі в Україні величезна кількість об'єктів електроенергетики функціонують із застарілим обладнанням: масляними вимикачами, трансформаторами струму та напруги з невідповідним класом точності, масляними трансформаторам, що 10-15 років як вичерпали нормативний термін своєї експлуатації тощо. Актуальним завданням проєктувальних робіт є приведення подібних об'єктів до сучасного стану заміною застарілого обладнання. Такі рішення суттєво підвищують надійність електропостачання та продовжують термін роботи об'єктів електроенергетики.

# **ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА**

### **1.1. Кліматична зона і її особливості**

Для клімату України характерна часта зміна погоди, що пов'язано з надходженням циклонів (в середньому за рік їх 45) і антициклонів (36). Водночас в Україні переважають дні з ясною сонячною погодою — у середньому на рік їх 230—235. Гірські хребти Карпат і Кримських гір захищають відповідно Закарпаття і Чорноморський Південний берег Криму від холодних арктичних повітряних мас, які приходять з півночі.

Середньомісячна температура січня від  $-8^{\circ}\text{C}$  на північному сході України та на високогір'ї Карпат — до  $+4^{\circ}\text{C}$  на Південному березі Криму, липня — від  $+17^{\circ}\text{C}$  на північному заході та  $+19^{\circ}\text{C}$  у високогір'ї Карпат до  $+23^{\circ}\text{C}$  на крайньому півдні. У гірських районах температура протягом року нижча порівняно з рівнинними територіями. Тривалість безморозного періоду коливається від 150—160 днів на півночі до 200—210 днів на півдні та 270 днів на Південному березі Криму.

Вітри змінюються за сезонами року: взимку в північно-західній частині країни переважають західні вітри, що приносять вологу, у південно-східній — вітри північно-східні й східні сухі й холодні. Улітку найчастіші північно-західні вітри, однак часто дмуть східні й південно-східні вітри. Іноді на півдні й південному сході бувають суховії.

Опади розподіляються нерівномірно. Середньорічні суми опадів зменшуються з заходу і північного заходу на південний схід і південь від 650—600 мм до 300 мм. Максимум опадів припадає на Карпати (понад 1500 мм). На півдні у степовій зоні зволоження недостатнє і в окремі роки бувають посухи.

### **1.2 Перспектива розвитку споживачів**

Технічний прогрес галузей народного господарства пов'язаний з безперервним розвитком існуючих і появою нових селищ. Одночасно відбувається збільшення загальної кількості населення.



Останній час характеризується появою в селищах об'єктів сільськогосподарського характеру, електричні навантаження і електроспоживання яких можна порівняти з аналогічними показниками промислових підприємств.

До таких об'єктів належать: молочно - товарні ферми, зернотоки, мехтоки і т.ін.

Систематично збільшується витрата електроенергії на побутові потреби сільського населення, в результаті все більш насичення електропобутовими приладами.

Одна з головних перспектив розвитку споживачів є перехід населення сільської місцевості на електро-тепло опалення, що призводить до значного збільшення споживаної потужності, і вимагає будівництва нових підстанцій.

Для селищ, як і для країни в цілому характерне безперервне зростання електроспоживання, що вимагає систематичного розвитку електричних мереж. Зростання електроспоживання пов'язаний не тільки зі збільшенням числа жителів і розвитком промисловості, але також і з безперервним проникненням електричної енергії в усі сфери життєдіяльності населення.

### **1.3 Підстанція 110/10 кВ**

На підстанції встановлено і знаходиться в експлуатації таке основне електрообладнання:

Відкритий розподільчий пристрій ВРП-110:

- силові трансформатори типу ТДН-10000/110 з номінальною потужністю 10000 кВА.
- багатооб'ємні масляні вимикачі на боці 110 кВ МВ-110;
- роз'єднувачі типу РНДз 110 кВ;
- станційні вентильні розрядники типу РВС для захисту від комутаційних і атмосферних перенапруг;
- ремонтна секційна перемичка 110 кВ - для підвищення гнучкості схеми і можливості резервування секцій на стороні 110 кВ при виникненні

необхідності проведення планових ремонтних робіт, або при виникненні аварійних ситуацій.

Закритий розподільчий пристрій ЗРП-10 складається з двох, секціонованих вимикачами секцій шин. ЗРП-10 обладнано комірками типу КРУ-2, які переважно оснащені масляними вимикачами для захисту приєднань, що відходять. Також на кожній секції встановлені комірки з вимірювальними трансформаторами напруги. Відзначимо, що аналогічно, як і для ВРП-110 кВ встановлене в ЗРП електрообладнання вимагає модернізації зважаючи на свою низьку надійність.

#### **1.4 Існуючі засоби РЗ і А підстанції**

До 90-х років минулого століття широке поширення мав релейний захист і автоматика на змінному оперативному струмі, релейно-контакторного типу. Частка ж на постійному оперативному струмі була не велика, зважаючи на велику дорожнечу акумуляторних батарей. Тому, весь релейний захист ПС 110/10 кВ виконаний на змінному оперативному струмі.

Для виконання релейного захисту на змінному оперативному струмі встановлена наступна релейний апаратура:

1. Реле максимального струму типу РТ-85, РТ-86 і РТ-95, що застосовувалися в схемах максимального струмового захисту електрообладнання і ліній електропередачі. Реле ці комбінованого типу; вони складаються з двох основних елементів: індукційного - з обертовим диском, за допомогою якого створюється обмежено залежна витримка часу, і електромагнітного - миттєвої дії для виконання струмової відсічки.

2. Реле проміжних типів РП 321 і РП 341 призначені для безпосереднього включення у вторинні кола трансформаторів струму і управляються контактами основних реле захисту, виконуваної на змінному оперативному струмі. Реле виконані на електромагнітному принципі з магнітною системою клапанного типу; обмотка електромагнітного реле

включається в коло трансформатора струму через вбудований в реле допоміжний трансформатор, що насичується і випрямляючий міст з германієвих діодів.

3. Реле часу з синхронним мікродвигуном РВМ-12 і РВМ-13 призначені для створення витримки часу в різних схемах релейного захисту, які виконуються на змінному оперативному струмі. Реле включаються безпосередньо у вторинні кола трансформаторів струму. Реле РВМ-13 відрізняється від реле РВМ-12 тільки діапазоном уставок витримки часу. Струм спрацьовування реле дорівнює 2,5 А при послідовному з'єднанні секції первинної обмотки трансформатора, що насичує і 5 А при паралельному їх з'єднанні.

4. Реле часу типів ЕВ-215 - ЕВ-245 застосовуються в схемах релейного захисту з дешунтуванням електромагнітів відключення, а також в інших схемах захисту та електроавтоматики на змінному оперативному струмі.

5. Реле проміжні типів РП-25 і РП-311 призначені для застосування в колах змінного напруги в схемах релейного захисту та автоматики в якості допоміжних реле.

### **1.5. Електричні навантаження підстанції 110/10 кВ**

Навантаження підстанції визначається потужністю споживаної усіма приєднаними до її мережі електроприймачами і втратами в електромережі. Режим роботи електроприймачів, що залежить від їх призначення і використання, не залишається постійним і змінюється в різні години доби і місяці року. Змінюється і споживана ними електрична потужність.

Електричні навантаження визначають для вибору і перевірки струмоведучих елементів (шин, кабелів, проводів) силових трансформаторів і перетворювачів пропускну здатності (нагрівання), а також для розрахунку втрат, відхилень і коливань напруги, вибору захисту і компенсуючих пристроїв.

Визначення струмів в колах (6-10 кВ) дає можливість намітити тип розподільного пристрою. Тривалими режимами роботи підстанції є:

1) нормальний режим, коли коло силових трансформаторів підстанції характеризуються струмом  $I_{\text{ном}}$

2) більш важкий режим, коли один з силових трансформаторів відключений, а по коло іншого (інших) протікає робочий максимальний струм.

Якщо  $I_{\text{ном}} < 3200 \text{ A}$ , то РП може бути виконано комплектним для внутрішньої або зовнішньої установки КРП.

Добові графіки показують зміну навантажень протягом доби. Їх будують за показниками лічильників активної та реактивної енергії через кожну годину або кожні півгодини (для виявлення півгодинного максимуму навантаження).

За даними лічильників, встановлених на вводах підстанції, графіки електричних навантажень за режимні добу представлені в таблиці 2.1

Таблиця 2.1 – Електричні навантаження підстанції

Час, ч	Літо			Зима		
	P, МВт	Q, МВАр	S, МВА	P, МВт	Q, МВАр	S, МВА
0-1	8,4	3,492	9,097	13,6	5,522	14,678
1-2	7,5	3,096	8,114	13	5,258	14,023
2-3	6,7	2,768	7,249	12,7	5,138	13,7
3-4	6,4	2,642	6,924	12,6	5,1	13,593
4-5	6,4	2,642	6,924	12,7	5,138	13,7
5-6	6,4	2,642	6,924	12,7	5,138	13,7
6-7	7,6	3,14	8,223	14,2	5,768	15,327
7-8	9,5	3,958	10,292	16,1	6,544	17,379
8-9	10,6	4,406	11,479	15,5	6,31	16,735
9-10	11,2	4,658	12,13	15,2	6,196	16,414
10-11	11,3	4,702	12,239	15	6,12	16,2
11-12	11,3	4,702	12,239	15	6,12	16,2
12-13	11,4	4,752	12,351	15	6,12	16,2
13-14	11,6	4,822	12,562	14,8	6,044	15,987
14-15	11,2	4,652	12,128	14,3	5,824	15,44
15-16	10,5	4,374	11,375	14,3	5,824	15,44
16-17	10,8	4,494	11,698	14,1	5,754	15,229
17-18	10,9	4,538	11,807	15,5	6,31	16,735
18-19	11,2	4,688	12,142	16,8	6,864	18,148

19-20	11,2	4,688	12,142	17	6,952	18,367
20-21	11,2	4,688	12,142	16,8	6,864	18,148
21-22	11,7	4,878	12,676	17,2	7,016	18,576
22-23	13	5,426	14,087	16,5	6,72	17,816
23-24	11,8	4,916	12,783	15,1	6,128	16,296
Разом:	239,8	99,764	259,73	355,7	144,77	384,03

Для правильного вибору номінальної потужності трансформаторів скористаємося річним графіком тривалості навантажень. Річний графік тривалості навантажень побудуємо за добовими графіками навантажень споживачів в зимовий і літній періоди (рис. 2.1). Річні графіки тривалості навантажень також необхідні при розрахунках техніко-економічних показників проектованої підстанції, при розрахунку втрат електроенергії, при оцінці використання обладнання протягом року і т.п.

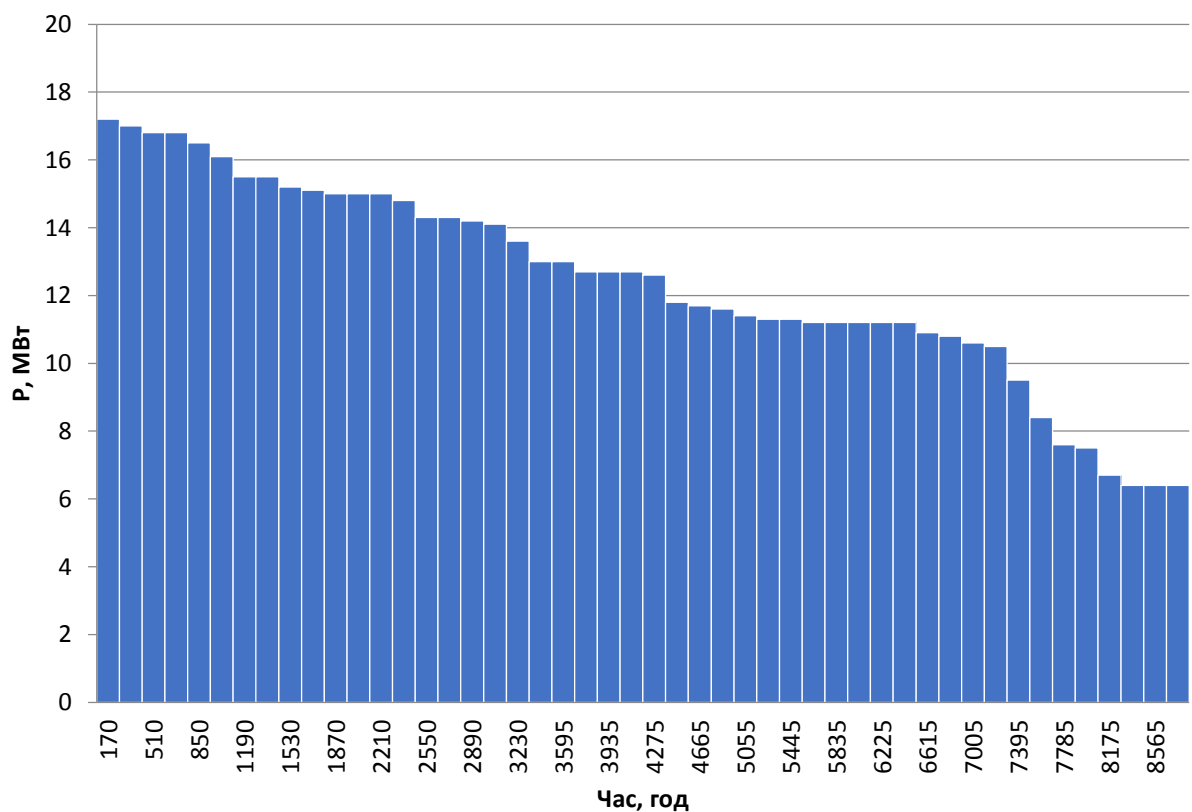


Рисунок 2.1 – Річний графік по тривалості навантажень

За графіком навантажень добре видно, що існуючі трансформатори по 10 МВА в післяаварійному режимі не витримують фактичних навантажень і необхідно буде відключати частину споживачів третьої категорії.

Річне споживання електроенергії:

$$W_{\text{рік}} = \sum P_i \cdot T_i \quad (1.1)$$

$$W_{\text{рік}} = 195 \cdot 239,8 + 170 \cdot 355,7 = 107230 \text{ МВт} \cdot \text{год}$$

Проведений аналіз обладнання, а також засобів релейного захисту та автоматики підстанції 110/10 кВ дозволив встановити, що значна кількість обладнання є застарілим і через часті ремонтів і пов'язаних з цим витрати і вимагає заміни на більш сучасне.

## **СПЕЦІАЛЬНИЙ РОЗДІЛ**

## 2.1. Вибір числа і потужності силових трансформаторів

Трансформатор є одним з найважливіших елементів електричної мережі. Передача електричної енергії на великі відстані від місця її виробництва до місця споживання вимагає в сучасних мережах не менше ніж шестиразової трансформації в підвищувальних і понижувальних трансформаторах.

Так як від проекрованої підстанції отримують живлення споживачі II і III категорії надійності, то згідно з ПУЕ на ній повинно бути встановлено 2 силових трансформатора.

Визначимо коефіцієнт аварійного перевантаження для трансформаторів проекрованої підстанції. Згідно ПУЕ в аварійних режимах трансформатор можна перевантажувати на 40% на час максимумів загальною тривалістю 6 годин на добу протягом не більше 5 діб.

Номінальна потужність одного трансформатора знаходиться за формулою, МВА:

$$S_{розр} = \frac{S_{ВН}}{1,4} \quad (2.1)$$

$$S_{розр} = \frac{18,567}{1,4} = 13,26 \text{ МВА}$$

У відповідності зі стандартним рядом потужностей силових трансформаторів (ГОСТ 9680-77) вибираємо трансформатори номінальною потужністю  $S_{ном} = 16 \text{ МВА}$ .

Вибрані трансформатори мають резерв додаткової потужності, який може забезпечити зростання передачі електроенергії до 20%:

$$\frac{16 - 12,26}{16} = 1,2$$



Виходячи із заданих навантажень проектованої підстанції вибираємо типові трансформатори. Дані вибраних трансформаторів зведемо в табл. 2.1.

Таблиця 2.1 – Параметри силових трансформаторів

Параметри	Величина
Тип трансформатора	ТДН – 16000/110
Номінальна потужність $S_{ном}$ , МВА	16
Напруга ВН $U_{ном\text{ ВН}}$ , кВ	115
Напруга НН $U_{ном\text{ НН}}$ , кВ	11
Втрати потужності холостого ходу $\Delta P_{хх}$ , кВт	23
Втрати при короткому замиканні $\Delta P_{кз}$ , кВт	100
Струм холостого ходу $I_0$ , %	1,0
Напруга короткого замикання $u_k$ , %	11

## 2.2. Перевірка трансформаторів на допустимі систематичні навантаження

Для перевірки на допустимі систематичні перевантаження використовуємо зимовий добовий графік навантаження відповідно до чинного ГОСТ 14209-85. З графіка, очевидно, що при нормальній роботі двох трансформаторів коефіцієнт завантаження не перевищує:

$$K = \frac{S_{нав}}{2S_{ном}} = \frac{18,576}{2 \cdot 16} = 0,58 \quad (2.2)$$

Перевірка на систематичні перевантаження не має сенсу, в нормальному режимі трансформатор не перевантажується, нормальний термін служби і нормальна швидкість старіння ізоляції забезпечена. Тому розглянемо ситуацію виходу з ладу одного з трансформаторів і перевіримо залишеного в роботі трансформатор на систематичні перевантаження.

Коефіцієнт максимального перевантаження

$$K_{\text{макс}} = \frac{S_{\text{нав}}}{2S_{\text{ном}}} = \frac{18,576}{16} = 1,161$$

Еквівалентна навантаження підстанції на розглянутому інтервалі часу визначається за рівнянням, МВА:

$$S_{\text{э}} = \sqrt{\frac{\sum(S_i^2 t_i)}{\sum(t_i)}} \quad (2.3)$$

де  $S_i$  – потужність і-го ступеня зимового графіка навантаження,

$t_i$  – тривалість і-го ступеня графіка навантажень, год.

При умові  $S_{\text{э1}} < S_{\text{ном}}$ , МВА;

$$S_{\text{э1}} = \sqrt{\frac{2359,14}{11}} = 14,64 \text{ МВА}$$

Коефіцієнт початкового завантаження:

$$K_1 = \frac{S_{\text{э1}}}{S_{\text{ном}}} \quad (2.4)$$

$$K_1 = \frac{14,64}{16} = 0,9$$

При умові  $S_i > S_{\text{ном}}$ , МВА;

$$S_{\text{э2}} = \sqrt{\frac{3842,97}{13}} = 17,193 \text{ МВА}$$

Коефіцієнт максимального навантаження:

$$K'_2 = \frac{S_{\text{э2}}}{S_{\text{ном}}} = \frac{17,193}{16} = 1,07 \text{ МВА}$$

Так як  $K'_2 = 0,9K_{\text{max}} = 0,9 \cdot 1,161 = 1,0449$

То приймаємо  $K_2 = K'_2 = 1,07$

За знайденим значенням  $K_1$  та  $K_2$  за графіком електричного навантаження визначають тривалість допустимого перевищення навантаження  $t$ .

При еквівалентній температури охолоджуючого повітря для ПС в зимовий період прийнято - 6,8 °С. ГОСТ 14209 – 85 допускає перевантаження у 24 години.

За нормами максимально допустимих систематичних перевантажень трансформаторів трансформатори з системою охолодження Д при коефіцієнті попереднього завантаження  $K_1 = 0,9$  можна перевантажувати до  $K_2 = 1,15$  на протязі 12 годин при температурі охолоджуючої середовища не більше +10 °С. Тобто вибрані трансформатори проходять по максимально допустимим систематичним перевантажень, так як  $(1,15 > 1,07)$ .

## 2.3 Обґрунтування схеми підстанції

Обчислимо найбільшу величину струму в колі трансформатора, А:

$$I_{\text{макс}} = \frac{K_{\text{ав}} S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} U_{\text{ном}}} \quad (2.5)$$

$$I_{\text{макс}} = \frac{1,4 \cdot 16000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 117,71 \text{ А}$$

Застосуємо до РП-110 кВ типову схему № 110-5Н - місток з вимикачами в ланцюгах ліній і ремонтною перемичкою з боку лінії (рис. 2.1). Дана схема дозволяє швидко відключити пошкоджену ділянку схеми і відновити за

допомогою АВР живлення споживачів підстанції. Ремонтна перемичка з роз'єднувачів дозволяє виводити в ремонт вимикач, без порушення режиму живлення.

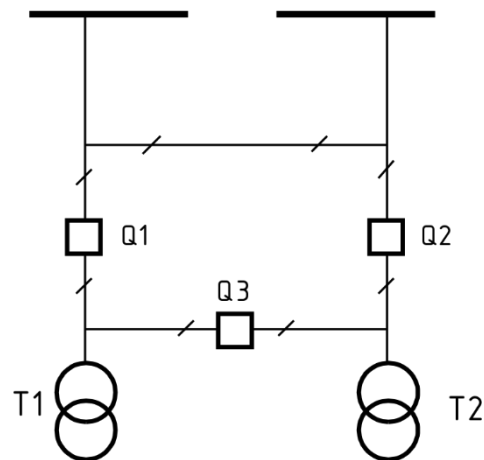


Рисунок 2.1 – Схема розподільного пристрою ВН

Як РУ нижчої напруги (10 кВ) приймається одиночна секціонована система збірних шин, закритого типу (рис. 2.2).

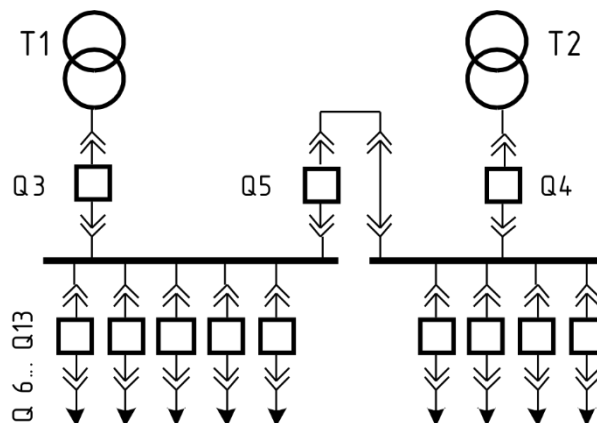


Рисунок 2.2 – Схема розподільного пристрою НН

## 2.4. Розрахунок струмів короткого замикання

В процесі експлуатації електричного обладнання підстанції можуть виникати різні види КЗ, які супроводжуються різким збільшенням струму. Тому електричне обладнання, яке встановлюється в системах

електропостачання повинно бути стійким до СКЗ, і вибиратися з урахуванням величин цих струмів. Розрахунок струмів короткого замикання проводиться для вибору і перевірки електричного обладнання, а також параметрів електричних апаратів релейного захисту. При необхідності намічаються заходи щодо обмеження струмів короткого замикання.

Точки короткого замикання намічаємо в таких місцях системи, щоб обрані в наступних розрахунках апарати були поставлені в найбільш важкі умови. Найбільш практичними точками є збірні шини всіх напруг.

Намічаємо точки короткого замикання: К1 - на шинах високої напруги підстанції 110 кВ; К2, К3 - на шинах низької напруги 10 кВ. Розрахунок ТКЗ ведемо для мінімальних і максимальних режимів. Розрахункова схема для визначення струмів КЗ приведена на рисунку 2.3.

Замінюючи елементи розрахункової схеми відносними опорами, обчисленими, для випадку трифазного КЗ при базисних умовах складають еквівалентну схему заміщення.

У схему заміщення входять:

1. Джерела живлення (генератори станцій, синхронні компенсатори і т.п.);
2. Елементи зв'язку, по яких протікає струм від джерел живлення до місця пошкодження;
3. Силові трансформатори;
4. Електричні навантаження, які містять високовольтні двигуни, підключені поблизу місця пошкодження.

Струми короткого замикання в високовольтних мережах змінного струму, що розраховуються за відносними опорам елементів кола ( $X_*$ ) до точки короткого замикання, які визначають при єдиній базовій потужності ( $S_6$ ), базисній напрузі ( $U_6$ ) і базисному струмі ( $I_6$ ).

Базисна потужність однакова для всіх розрахункових точок, вона береться довільна, зазвичай кратною 100 МВА. За базисні величини напруг приймають такі середні значення: 6,3; 10,5; 37; 115; 154; 230; 340 кВ.

Величини базисного струму при цьому різні й залежать від напруги в розрахунковій точці короткого замикання.

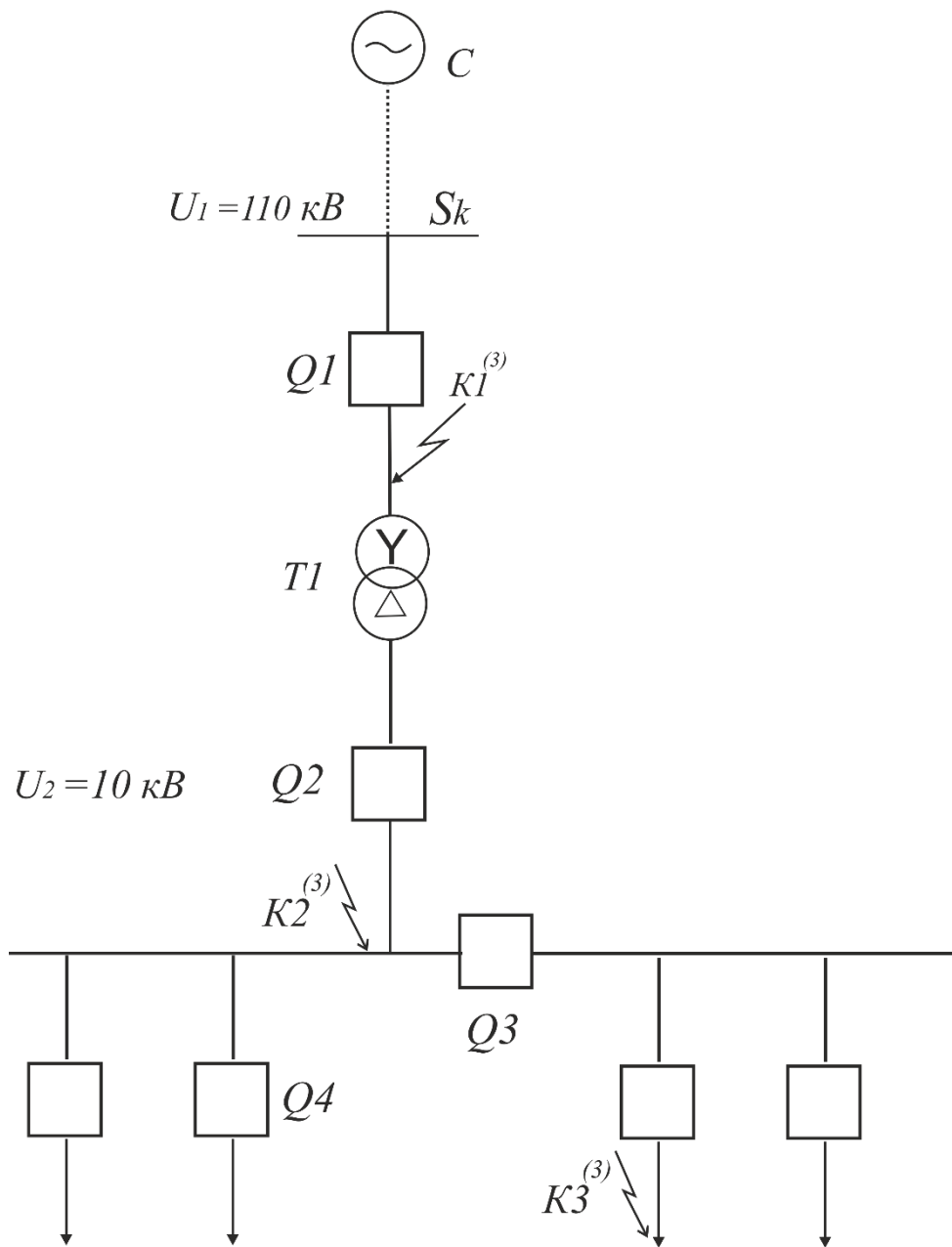


Рисунок 2.3 – Розрахункова схема для підстанції

У розрахунковій схемі заміщення мережі всі елементи замінюються еквівалентними опорами.

Двообмоткові трансформатори, лінійні реактори, повітряні та кабельні лінії замінюються звичайними опорами.

Триобмоткові трансформатори, автотрансформатори та трансформатори з розщепленої обмоткою замінюються трипроменевою зіркою.

Генератори, синхронні і асинхронні машини, системи замінюються еквівалентної ЕРС і опором.

Розрахунок струмів короткого замикання можна проводити двома способами - в відносних одиницях і іменованих.

Схема заміщення ПС показана на рисунку 2.4.

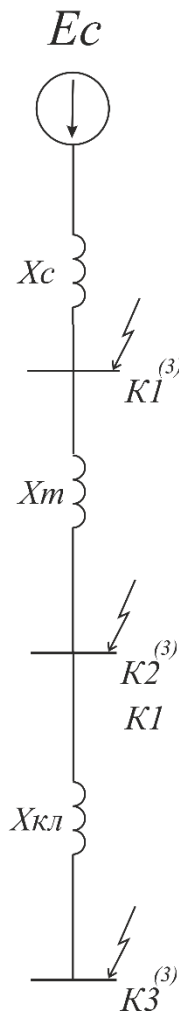


Рисунок 2.4 – Схема заміщення підстанції

Опір електричної системи визначаємо у відносних одиницях.

За даними релейної служби величина потужності КЗ на шинах 110 кВ ПС в максимальному і мінімальному режимах становить відповідно 1100 МВА і 1040 МВА, тобто, враховуючи тільки струм від системи (максимально можливий струм, який протікає через комутаційний апарат Q1 ), маємо:

- періодична складова струму КЗ в мінімальних і максимальних режимах:

$$I_{П0.Смакс} = \frac{S_{Кмакс}}{\sqrt{3} \cdot U_{1cp}} = \frac{1100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,5 \text{ кА} \quad (2.6)$$

$$I_{П0.Смін} = \frac{S_{Кмін}}{\sqrt{3} \cdot U_{1cp}} = \frac{1040}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,2 \text{ кА}$$

- періодична складова струму КЗ для будь-якого моменту часу від системи необмеженої потужності залишається незмінною

$$I_{Пт.смакс} = I_{П0.Смакс} = 5,5 \text{ кА}.$$

$$I_{Пт.смін} = I_{П0.смін} = 5,2 \text{ кА}$$

Залежно від місця КЗ будемо мати різні значення постійної часу загасання аперіодичної складової  $T_a$  и ударного коефіцієнту  $K_y$ . Ці значення наведені нижче у табл 2.2.

Таблица 2.2 – коефіцієнти для розрахунку ТКЗ

Місце КЗ	$T_a$ , с	$K_y$
Шини високої напруги 110 кВ	0,115	1,92
Шини 10 кВ с трансформаторами 16 МВА	0,065	1,85

Ударный струм КЗ (найбільший пік):

$$i_y = K_y \cdot I_{П01макс} \cdot \sqrt{2} = \sqrt{2} \cdot 1,92 \cdot 5,5 = 14,9 \text{ кА} \quad (2.7)$$



На стороні 110 кВ до установки плануються елегазові вимикачі типу ВРС-110 вітчизняного виробництва, які мають такі характеристики за часом спрацювання:

- власний час відключення  $t_{вч} = 25$  мс;
- повний час відключення  $t_{пч} = 40$  мс.

Аперіодична складова струму КЗ:

$$i_{ат1} = \sqrt{2} \cdot I_{п01} \cdot e^{\frac{-\tau}{Ta}} = \sqrt{2} \cdot 5,5 \cdot e^{\frac{0,035}{0,115}} = 5,74 \text{ кА}, \quad (2.8)$$

де  $\tau = t_{вч} + t_{рз.мін} = 0,025 + 0,01 = 0,035$  с;

$t_{рз.мін} = 0,01$  с – приймаємо найменший час спрацювання релейного захисту;  $\tau$  – найменший час від початку КЗ до розбіжності контактів вимикача.

Розрахуємо струми КЗ від системи на стороні 10 кВ в точці К2. Базисні умови

$$I_{баз2} = \frac{S_{баз}}{\sqrt{3}U_{ср2}} = \frac{1100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 82,5 \text{ кА} \quad (2.9)$$

Опір двобмоткоого трансформатора в максимальному і мінімальному режимах:

$$X_{*Tмін} = \frac{2u_k \cdot S_{баз} (1 - \Delta U_{рпн})^2}{100 \cdot S_{HT} \cdot 10^{-3}} = \frac{2 \cdot 11 \cdot 1100 (1 - 0,16)^2}{100 \cdot 16000 \cdot 10^{-3}} = 7,28 \quad (2.10)$$

$$X_{*Tмакс} = \frac{2u_k \cdot S_{баз} (1 + \Delta U_{рпн})^2}{100 \cdot S_{HT} \cdot 10^{-3}} = \frac{2 \cdot 11 \cdot 1100 (1 + 0,16)^2}{100 \cdot 16000 \cdot 10^{-3}} = 13,88$$

Сумарний опір до точки КЗ:

$$X_{*\Sigma_{\min}} = X_{*C_{\min}} + X_{*T_{\min}} = 0,95 + 7,28 = 8,23 \quad (2.11)$$

$$X_{*\Sigma_{\max}} = X_{*C_{\max}} + X_{*T_{\max}} = 1 + 13,88 = 14,88$$

Періодична складова струму КЗ від системи (точка К2):

$$I_{\text{ПО.мин}} = \frac{I_{\text{баз2}}}{X_{*\Sigma_{\max}}} = \frac{82,5}{14,88} = 5,5 \text{ кА}$$

$$I_{\text{ПО.мах}} = \frac{I_{\text{баз2}}}{X_{*\Sigma_{\min}}} = \frac{82,5}{8,23} = 10,3 \text{ кА}$$

Аперіодична складова струму КЗ:

$$i_{a\tau_{2\max}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО}} \cdot e^{\frac{-\tau_2}{Ta2}} = \sqrt{2} \cdot 10,3 \cdot e^{\frac{0,045}{0,05}} = 5,76 \text{ кА}$$

$$i_{a\tau_{2\min}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО}} \cdot e^{\frac{-\tau_2}{Ta2}} = \sqrt{2} \cdot 5,5 \cdot e^{\frac{0,045}{0,05}} = 3,19 \text{ кА}$$

Найбільший пік струму КЗ визначаємо:

$$i_{y2} = \sqrt{2} \cdot K_{y2} \cdot I_{\text{ПО}} = \sqrt{2} \cdot 1,85 \cdot 10,3 = 27,1 \text{ кА}$$

Розрахуємо струми КЗ від системи на стороні 10 кВ в точці К3. Найбільший струм КЗ буде спостерігатися в кабельній лінії в безпосередній близькості від приєднання – його вважаємо рівним максимальному струму в точці К2. Мінімальний струм КЗ спостерігається в кінці кабельної лінії з найбільшим опором. Опір цієї кабельної лінії (Ф-7, ООО «Байкал»):

$$X_{\text{л.мин}} = l \cdot x_0 \cdot \frac{S_{\text{баз}}}{U_{\text{баз}}^2} = 0,87 \cdot 0,303 \cdot \frac{1100}{10,5^2} = 7 \quad (2.12)$$

Сумарний опір до точки КЗ:

$$X_{*\Sigma_{\max}} = X_{*C_{\max}} + X_{*T_{\max}} = 1 + 13,88 + 7 = 21,88$$

Періодична складова струму КЗ від системи (точка КЗ):

$$I_{\text{по.мин}} = \frac{I_{\text{баз2}}}{X_{*\Sigma_{\max}}} = \frac{82,5}{21,88} = 3,78 \text{ кА}$$

Аперіодична складова струму КЗ:

$$i_{a\tau_{2\max}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{по}} \cdot e^{\frac{-\tau_2}{T_{a2}}} = \sqrt{2} \cdot 3,77 \cdot e^{\frac{-0,045}{0,05}} = 1,84 \text{ кА}$$

В порядку розрахунків ТКЗ слід визначити тепловий імпульс струму короткого замикання  $B_K$ . Тепловий імпульс визначається для кожної з точок КЗ розрахункової схеми. Приймаємо, що на різних рівнях буде встановлено наступне час дії релейного захисту: ввідні вимикачі на боці 110 кВ  $t_{pz} = 1,2 \text{ с}$ ; ввідні вимикачі на боці 10 кВ  $t_{pz} = 0,6 \text{ с}$ ; поодинокі приєднання споживачів  $t_{pz} = 0,01 \text{ с}$ .

Також враховуємо повний час відключення вимикачів на даному рівні і час загасання аперіодичної складової струму КЗ. Розрахуємо тепловий імпульс для точки КЗ К<sub>1</sub>. На стороні 110 кВ встановлені елегазові вимикачі типу ВРС-110 з  $t_{ne} = 0,04 \text{ с}$ , а на стороні 10 кВ – вакуумні вимикачі типу ВВ/TEL з  $t_{ne} = 0,055 \text{ с}$ .

$$B_{\kappa 1} = I_{\Pi 01}^2 \cdot (T_{откл1} + T_{a1}) = 5,5^2 \cdot (1,24 + 0,115) = 41 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (2.13)$$

де  $T_{a1} = 0,115 \text{ с}$ ;  $T_{откл} = t_{pз} + t_{нв} = 1,2 + 0,04 = 1,24 \text{ с}$  – час дії струму КЗ, що складається з повного часу відключення вимикача і часу дії основного релейного захисту.

Аналогічно знаходимо тепловий імпульс для точки К2:

$$B_{\kappa 2} = I_{\Pi 02}^2 \cdot (T_{откл2} + T_{a2}) = 10,03^2 \cdot (0,64 + 0,065) = 70,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Для приєднань, що відходять теплової імпульс буде наступним:

$$B_{\kappa.пр} = I_{\Pi 02}^2 \cdot (T_{откл3} + T_{a3}) = 10,03^2 \cdot (0,05 + 0,05) = 10 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

## 2.5. Вибір електроапаратів

Електричні апарати розподільних пристроїв повинні надійно працювати як в нормальному режимі, так і при можливих відхиленнях від нього. При проектуванні електроустановок всі апарати і струмоведучі частини вибирають за умовами тривалої роботи при нормальному режимі і перевіряють за умовами роботи при коротких замиканнях.

Всі електричні апарати і струмоведучі частини піддаються динамічному і термічному впливу струмів короткого замикання. За розрахункове беруть трифазне коротке замикання.

Електродинамічна стійкість характеризується максимально допустимим струмом Електроапарати ( $I_{\max}$ ), який повинен бути рівний або більше розрахункового ударного струму трифазного короткого замикання.

### 2.5.1 Вибір вимикачів

Вимикач – це електроапарат, призначений для відключення і включення високого напруги в нормальних і аварійних режимах.

Вимикач є основним комутаційним апаратом в енергоустановках, він служить для відключення і включення цілей в будь-які режими. Найбільш відповідальною і важливою операцією є відключення токів короткого замикання.

До вимикачів високого напруги пред'являються наступні вимоги:

1. Надійне відключення токів будь-якої величини від десятків ампер до номінального току відключень;
2. Швидкодія;
3. Пристосованість до АПВ;
4. Можливість пофазного (полюсного) керування для вимикачів 110 кВ і вище;
5. Зручність ревізії;
6. Вибухопожежобезпеку;
7. Зручність транспортування та обслуговування.

Високовольтні вимикачі повинні тривалий час витримувати номінальний струм ( $I_N$ ) і номінальну напругу ( $U_N$ ).

Крім того, вимикачі характеризуються наступними параметрами:

1. Номінальний струм відключень ( $I_{\text{відкл.н}}$ );
2. Номінальна потужність відключень ( $S_{\text{відкл.н}}$ );
3. Номінальний струм включення ( $I_{\text{вкл.н}}$  и  $i_{\text{вкл.н}}$ );
4. Власний час відключення ( $t_{\text{с.в.}}$ );
5. Час відключення ( $t_{\text{ч.в.}}$ );
6. Час включення ( $t_{\text{вкл.}}$ ).

Основними конструктивними частинами високовольтних вимикачів є контактна система з дугогасильним пристроєм, струмопровідними частинами, корпусом, ізоляцією і приводним механізмом.

Класифікація високовольтних вимикачів застосовується за наступними признаками:

1. по роду установки;
2. по виду дугогасного середовища;
3. по конструктивному зв'язку між полюсами;
4. по конструктивному зв'язку вимикача з приводом;
5. по наявності або відсутності резисторів, шунтуючих розрядних пристроїв;
6. по наявності або відсутності конденсаторів, шунтуючих розрядних пристроїв;
7. по придатності вимикача для роботи при АПВ.

Порівняння високовольтних вимикачів виконується згідно з наступними умовами

по напрузі:

$$U_{уст} \leq U_n , \quad (2.14)$$

де  $U_{уст}$  – робоча напруга установки, кВ;

$U_n$  – номінальна напруга вимикача, кВ.

по тривалому робочому струму:

$$I_{роб. max} \leq I_n , \quad (2.15)$$

де  $I_{роб. max}$  – максимальний робочий струм установки, А;

$I_n$  – номінальний струм вимикача, А.

по вимикаючій здібності:

а) перевірка на симетричний струм відключення:

$$I_{nt} \leq I_{откл. н.} , \quad (2.16)$$

де  $I_{nt}$  – діюче значення періодичної складової струму короткого замикання в момент початку розриву контактів, кА;

$I_{відкл.н.}$  – номінальний струм відключення, кА;

б) перевірка на асиметричний струм відключення (повний струм короткого замикання з урахуванням аперіодичної складової):

$$(\sqrt{2}I_{nt} + i_{at}) \leq \sqrt{2}I_{откл.н.}(1 + \beta_n), \quad (2.17)$$

де  $i_{at}$  – аперіодична складова струму короткого замикання в момент початку розриву контактів, кА;

$\beta_n$  – номінальне значення відносного вмісту аперіодичної складової в який відключається струм короткого замикання.

на електродинамічну стійкість:

$$I'' \leq I_{np.c.}, \quad (2.18)$$

$$i_y \leq i_{np.c.}, \quad (2.19)$$

де  $I_{np.c.}$ ,  $i_{np.c.}$  – відповідно діюче і амплітудне значення граничного наскрізного струму короткого замикання (за каталогом), кА;

$I''$  – початкове значення періодичної складової струму короткого замикання в ланцюзі вимикача, кА;

$i_y$  – ударний струм короткого замикання в ланцюзі вимикача.

на термічну стійкість:

$$B_r \leq I_t^2 t_T, \quad (2.20)$$

де  $B_k$  – теплової імпульс за розрахунком, кА<sup>2</sup>с;

$I_t$  – граничний струм термічної стійкості, кА;

$t_T$  – тривалість протікання граничного струму термічної стійкості, с.

На підстанції встановлені вимикачі типу ВРС-110. Каталогні дані вимикачів і перевірка їх за умовами порівняння наведені в табл. 3.3.

Таблиця 2.3 – Вибір вимикачів 110 кВ

Розрахункові величини	Каталожні дані вимикача типу ВРС-110	Умови перевірки
$U_{уст.}=110$ кВ;	$U_H=110$ кВ;	$U_{уст.} \leq U_H$
$I_{раб.мах}=82$ А	$I_H=2500$ А	$I_{раб.мах} \leq I_H$
$I_{нт}=10,3$ А	$I_{відкл.н}=31,5$ кА	$I_{нт} \leq I_{откл.н}$
$I''=10,3$ кА;	$I_{пр.с.}=31,5$ кА;	$I'' \leq I_{пр.с}$
$i_v=11,6$ кА;	$i_{пр.с.}=81$ кА;	$i_v \leq i_{пр.с.}$
$\sqrt{2}I_{нт}+i_{ат}=17$ кА;	$\beta=48,9$	$\sqrt{2}I_{нт}+i_{ат} \leq \sqrt{2}I_{откл.н.}(1+\beta)$
$B_K=41$ кА <sup>2</sup> с	$B_T=1200$ кА <sup>2</sup> с	$B_K \leq B_T$

### 2.5.2 Вибір роз'єднувача

Роз'єднувач – комутаційний апарат високої напруги, призначений для включення під напругу і відключення ділянок без струму навантаження.

Роз'єднувач, котрий не ввімкнений, повинен мати видимий розімкнутий проміжок, який гарантує безпеку робіт на відключених ділянках кола.

Роз'єднувачем можна робити включення і відключення ємнісних струмів лінії, струмів холостого ходу трансформаторів і струмів невеликих навантажень в межах природного комутаційної здатності контактних ножів роз'єднувачів.

Роз'єднувач може забезпечуватися прибудованими заземляючими ножами для заземлення відключених ділянок кола. Роз'єднувач і його заземлювальні ножі приводяться в дію відповідними приводами, які можуть бути об'єднані в один агрегат.

Роз'єднувач – це апарат, найбільш широко застосовуваний в розподільних пристроях. Він органічно пов'язаний з принциповою схемою і конструкцією розподільних пристроїв. Різноманіття схем і конструкцій



розподільних пристроїв диктує необхідність різноманітних конструктивних виконань роз'єднувачів.

Конструктивна відмінність між окремими типами роз'єднувачів складається, перш за все, в характері руху рухомого контакту (ножа). За цією ознакою розрізняють роз'єднувачі:

1. вертикально - поворотного типу;
2. горизонтально - поворотного типу;
3. катаючого типу;
4. хитаючого типу;
5. зі складним ножем;
6. підвісного типу;

Є також і інші, менш поширені конструкції роз'єднувачів.

Роз'єднувачі можуть відрізнятися:

1. за кількістю полюсів;
2. по способу управління;
3. за наявністю або відсутністю заземлюючих ножів;
4. за способом установки;
5. за родом установки;
6. по довжині шляху витоку ізоляції.

Дослідження роз'єднувачів проводиться за наступними умовами:

по напрузі:

$$U_{уст.} \leq U_{ном.}, \quad (2.21)$$

де  $U_{уст.}$  - робоча напруга установки, кВ;

$U_{ном.}$  - номінальну напругу роз'єднувача, кВ.

по струму:

$$I_{раб.мах.} \leq I_{ном} \quad (2.22)$$

де  $I_{\text{раб.мах.}}$  – максимальний робочий струм установки, кА;

$I_{\text{ном.}}$  – номінальний струм роз'єднувача, кА.

на електродинамічну стійкість:

$$i_y \leq i_{\text{дин.н.}}, \quad (2.23)$$

де  $i_y$  – ударний струм короткого замикання, кА;

$i_{\text{дин.н.}}$  – амплітуда граничного наскрізного струму короткого замикання, кА.

на термічну стійкість:

$$B_k \leq I_T^2 t_T, \quad (2.24)$$

де  $B_k$  – розрахунковий тепловий імпульс,  $\text{кА}^2\text{с}$ ;

$I_T$ – граничний струм термічної стійкості, кА;

$t_T$ – тривалість протікання струму термічної стійкості, с.

по конструкції і роду установки.

Для підстанції досліджуємо роз'єднувачі типу РНД 110/1000 ХЛ1.  
Каталожні дані роз'єднувачів, перевірка їх за умовами порівняння наведені в табл. 2.4.

Таблиця 2.4 – Вибір роз'єднувачів

Розрахункові величини	Каталожні дані роз'єднувача типу РНД-110/1000 ХЛ1.	умови перевірки
$U_{\text{уст.}}=110 \text{ кВ};$	$U_{\text{ном.}}=35 \text{ кВ};$	$U_{\text{уст.}} \leq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{раб.мах.}}=82 \text{ А}$	$I_{\text{ном.}}=1000 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах.}} \leq I_{\text{ном}}$
$i_y=10,7 \text{ кА};$	$i_{\text{дин.н.}}=63 \text{ кА};$	$i_y \leq i_{\text{дин.н.}}$
$B_k=3 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_T=1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq B_T$

### 2.5.3 Вибір трансформаторів струму

Трансформатори струму призначені для зменшення первинного струму до величини, найбільш зручної для вимірювальних приладів і реле, а також для визначення кіл вимірювання та захисту від первинних кіл високої напруги.

Величина номінального вторинного струму прийнята 5 А і 1 А.

Трансформатори струму вносять в вимірювання наступні похибки:

1. Струмова похибка;
2. Кутова похибка.

Величина похибки трансформатора струму залежить від його конструктивних даних: перетин сердечника, магнітної проникності матеріалу сердечника, середньої довжини магнітного шляху і т.д. Залежно від пропонованих вимог випускаються трансформатори струму з класами точності: 0,2; 0,5; 1; 3; 10. Зазначені цифри являють собою величину струмової похибки у відсотках від номінального струму. Для трансформаторів струму класів точності 0,2; 0,5 і 1 нормується також і кутова похибка.

Трансформатори струму класу точності 0,2 застосовуються для приєднання точних лабораторних приладів; класу 0,5 – для приєднання лічильників грошового розрахунку; класу 1 – для всіх технічних вимірювальних приладів; класів 3 і 10 - для релейного захисту.

Трансформатори струму бувають для внутрішньої і зовнішньої установки.

За типом первинної обмотки розрізняють:

1. котушкові трансформатори струму;
2. одновиткові трансформатори струму;
3. багатовиткові трансформатори струму.

В установках 35 кВ і більше широко застосовуються трансформатори струму, вбудовані в прохідні втулки силових трансформаторів або бакових вимикачів. Первинною обмоткою таких трансформаторів струму є стрижень втулки. При невеликих первинних токах клас точності цих трансформаторів

струму – 3 або 10. При первинних токах 1000 – 2000 А можлива робота в класі точності 0.5.

Трансформатори струму вибираються за наступними умовами:

по напрузі:

$$U_{уст.} \leq U_{ном.}, \quad (2.25)$$

де  $U_{уст.}$  – робоча напруга установки, кВ;

$U_{ном.}$  – номінальна напруга трансформатора струму, кВ;

по струму:

$$I_{раб.мах.} \leq I_n, \quad (2.26)$$

де  $I_{раб.мах.}$  – максимальний робочий струм установки, кА;

$I_{ном.}$  – номінальний струм трансформатора струму, кА;

Номінальний струм трансформатора струму повинен бути якомога ближче до робочого струму установки, тому що недовантаження первинної обмотки призводить до збільшення похибки.

на динамічну стійкість:

$$i_y \leq K_d \sqrt{2} I_n, \quad (2.27)$$

де  $i_y$  – ударний струм короткого замикання, кА;

$K_d$  – кратність динамічної стійкості (по каталогу).

на термічну стійкість:

$$B_K \leq (K_T I_T)^2 \cdot t_T, \quad (2.28)$$

де  $B_K$  – теплової імпульс за розрахунком,  $\text{кА}^2\text{с}$ ;

$K_T$  – кратність термічної стійкості (по каталогу);

$t_T$  – час термічної стійкості (по каталогу).

по вторинному навантаженню:

$$Z_2 \leq Z_n, \quad (2.29)$$

де  $Z_2$  – вторинне навантаження трансформатора струму,

$Z_n$  – номінальне навантаження трансформатора струму в обраному класі точності.

по конструкції і класу точності.

При дослідженні трансформаторів струму необхідно розрахувати навантаження вторинної обмотки

Таблиця 2.5 – Розрахунок навантаження трансформаторів струму

Найменування приладу	Тип приладу	Навантаження трансформатора струму, А		
		Фаза А	Фаза В	Фаза С
Лічильник активної енергії	И – 680	2,5		2,5
Амперметр	Н – 344		10	
Ваттметр	Д - 335	10		10
Загалом		12,5	10	12,5

Клас точності трансформаторів струму вибираємо 0,5

Таблиця 2.6 – Вибір трансформаторів струму

Розрахункові величини	Каталожні дані	Умови вибору
$U_{уст}=110$ кВ	$U_n=110$ кВ	$U_{уст} \leq U_n$
$I_{раб.мах}=82$ А	$I_n=150$ А	$I_{раб.мах} \leq I_n$
$S_2=12,5$ ВА	$S_{2н}=30$ ВА	$S_2 \leq S_{2н}$
$i_{уд}=16$ кА	$K_{дин}=127$	$i_{уд} \leq \sqrt{2} K_{дин} I_{1н}$
$B_k=3$ кА <sup>2</sup> с	$K_{1с}=10$	$B_k \leq (K_{1с} I_{1н})^2$

Визначаємо опір сполучних проводів:

$$R_{пров} = \frac{S_{2н} - S_2 - I^2 \cdot R_K}{I^2}, \quad (2.30)$$

де  $S_{2н}$  – номінальне навантаження вторинного ланцюга трансформатора струму, ВА;

$S_2$  – розрахункове навантаження вторинного ланцюга трансформатора струму, ВА;

$R_k$  – опір контактів, Ом;

$I$  – струм вторинної обмотки трансформатора струму, А.

$$R_{пров} = \frac{30 - 12,5 - 5^2 \cdot 0,05}{5^2} = 0,65 \text{ Ом}$$

Визначаємо перетин сполучних проводів для трансформатора струму:

$$S = \frac{l}{\rho \cdot R_{пров}}, \quad (2.31)$$

де  $l$  – розрахункова довжина сполучних проводів, що залежить від довжини кабелю і схеми з'єднання трансформатора струму.

$$S = \frac{60}{55,5 \cdot 0,65} = 1,7 \text{ мм}^2$$

Приймаємо мідний дрід з перетином  $S = 2 \text{ мм}^2$

Приймаємо трансформатори струму типу ТФЗМ-110-150/5У1

#### 2.5.4 Вибір трансформаторів напруги

Трансформатор напруги призначений для зниження високої напруги до стандартної величини 100 В і для відділення ланцюгів вимірювання та релейного захисту від первинних ланцюгів високої напруги.

Трансформатор напруги має замкнутий сердечник і дві обмотки – первинну і вторинну. Первинна обмотка підключається на напругу мережі, а до вторинної обмотки приєднані котушки вимірювальних приладів і реле.

Трансформатор напруги працює в режимі близькому до режиму холостого ходу, тому опір котушок приладів і реле має бути великим, а струм споживаний їм невеликий.

Трансформатор напруги вносить у виміри такі похибки:

1. похибка по напрузі;
2. кутова похибка.

Величина похибки залежить від конструкції сердечника, магнітної проникності сталі, від величини  $\cos\phi$  і навантаження. У конструкції трансформаторів напруги передбачається компенсація похибки по напрузі шляхом деякого зменшення числа витків первинної обмотки, а також компенсація кутовий похибки за рахунок спеціальних компенсуючих обмоток.

Залежно від величини похибки розрізняють класи точності трансформаторів напруги 0.2; 0.5; 1; 3.

Трансформатори напруги розрізняють:

1. по конструкції:
  - а) трифазні; б) однофазні;
2. за типом ізоляції:
  - а) сухі; б) масляні.

Трансформатори напруги перевіряються за наступними умовами:  
по напрузі:

$$U_{уст.} \leq U_{ном.} , \quad (2.32)$$

де  $U_{уст.}$  – робоча напруга установки, кВ;

$U_{ном.}$  – номінальну напругу трансформатора напруги, кВ.

по вторинному навантаженню:

$$S_2 \leq S_n, \quad (2.33)$$

де  $S_2$  – сумарне навантаження всіх вимірювальних приладів, приєднаних до трансформатора напруги, ВА;

$S_n$  – номінальна потужність в обраному класі точності, ВА;  
по конструкції і класу точності.

При перевірці трансформатора напруги необхідно розрахувати навантаження вторинної обмотки:

Таблиця 2.7 – Вторинне навантаження трансформатора напруги

Найменування приладу	Тип приладу	Кількість приладів	Потужність однієї котушки, ВА	Число котушок	cosφ	sinφ	Загальна споживана потужність	
							P, Вт	Q, ВА
Вольтметр	Э-335	3	2	1	1	0	2	-
Ваттметр	Д-335	2	1.5	2	1	0	3	-
Лічильник активної енергії	И-680	2	2	2	0.38	0.92	4	9.7
Загалом							20	9.7

Розраховуємо вторинне навантаження трансформатора напруги:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P_{\text{приб.}}^2 + Q_{\text{приб.}}^2}, \quad (2.34)$$

де  $P_{\text{прил.}}$  – споживана приладами активна потужність, Вт;

$Q_{\text{прил.}}$  – реактивна потужність споживана приладами.

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{20^2 + 9,7^2} = 22,3 \text{ ВА}$$

Приймаємо трансформатор напруга типу НАМИ-110. Паспортні дані трансформатора напруги і умови його перевірки наведені в табл.3.8.

Таблиця 2.8 – Вибір трансформаторів напруги



Розрахункові величини	Каталожні дані трансформатора напруги типу НАМИ-110	Умови перевірки
$U_{уст.}=110 \text{ кВ};$	$U_H=110 \text{ кВ};$	$U_{уст.} \leq U_H$
$S_2=22.3 \text{ ВА}$	$S_{2H}=1200 \text{ ВА}$	$S_2 \leq S_{2H}$

### 2.5.5 Вибір оперативного струму і джерел живлення

Вид оперативного струму визначається типами обраних вимикачів (приводів), а також схемами релейного захисту та автоматики. Для проекрованої підстанції застосуємо випрямлений оперативний струм, тому що ми вибирали обладнання, яке забезпечені потужними електромагнітними приводами і складними швидкодіючими захистами.

На проектованій підстанції для живлення приводів високовольтних вимикачів застосуємо блоки живлення БПТ-1002 і БПН-1002, тому що вони більш потужні (вихідна потужність до 1200 Вт, напруга 220 В).

Блоки живлення БП-11 і БП-101 використовуватимемо для живлення релейного захисту та автоматики.

### 2.5.6 Регулювання напруги на підстанції

Для нормальної роботи споживачів необхідно підтримувати певний рівень напруги на шинах ПС. В електричних мережах передбачаються різні способи регулювання, одним з яких є зміна коефіцієнта трансформації трансформаторів.

Обмотки трансформаторів забезпечуються додатковими відгалуженнями, за допомогою яких можна змінювати коефіцієнт трансформації. Перемикання відгалужень може відбуватися без навантаження (ПБЗ), тобто після відключення всіх обмоток від мережі або під навантаженням (РПН).

На силових трансформаторах підстанції встановлені пристрої РПН. Регулювання під навантаженням дозволяє перемикати відгалуження обмотки

трансформатора без розриву кола. Регулювальні ступені виконуються на стороні ВН, так як менший за значенням струм дозволяє полегшити перемикаючий пристрій. Для збільшення діапазону регулювання без збільшення числа відгалужень застосовують ступені грубого і тонкого регулювання.

### 2.5.7 Вибір вимикачів та комірок на напругу 10 кВ

Як було відзначено в технологічному розділі, в експлуатації на ПС 110/10 кВ знаходяться комірки типу КРУ-2, обладнані масляними вимикачами, які вже відпрацювали нормативний термін експлуатації, вимагають підвищених експлуатаційних витрат і частих ремонтів. Тому доцільно виконати їх заміну на більш прогресивні, наприклад, вакуумні.

Для цього зробимо необхідні розрахунки.

Визначимо розрахункові струми, виходячи з потужності трансформатора:

а) лінія введення на стороні НН

$$I_{\text{рн2}} = \frac{0,7 \cdot S_{\text{нт}}}{2\sqrt{3}U_2} = \frac{0,7 \cdot 16000}{2\sqrt{3} \cdot 10} = 646,6 \text{ А} \quad (2.35)$$

б) форсований режим

$$I_{\text{рф2}} = 2 \cdot I_{\text{рн2}} = 2 \cdot 646,6 = 1293 \text{ А} \quad (2.36)$$

Також розрахуємо робочі струми для приєднань, що відходять. Характеристика споживачів наведена в таблиці 2.9.

Таблиця 2.9 – Характеристика споживачів

Приєднання	Найменування	Розрахункове навантаження,	Розрахунковий струм, А
------------	--------------	----------------------------	------------------------

		МВА	
Ф-7	1 с.ш. РП Тетянівка	0,4	23
Ф-5	1 с.ш. РП Торбець	3,4	196
Ф-4	РП-26	2,5	144
Ф-8	2 с.ш. РП Торбець	3,0	173
Ф-14	ООО «Байкал»	0,63	36
Ф-15	Сергіївка	2,5	144
Ф-18	Ж/Д	2,5	144

Виконаємо порівняння типів обладнання для максимально ефективного його вибору. Комірки КРУ-10 Э застосовують для комплектування розподільних пристроїв підстанцій енергосистем. Освоєння промислового виробництва нових конструкцій КРУ-10 Э крім економічної ефективності забезпечило так само цілий ряд експлуатаційних переваг, а саме:

- підвищити надійність і безперебійність енергопостачання споживачів за рахунок можливості швидкої заміни вийшовшого з ладу вимикача, встановленого всередині шафи, резервним вимикачем або вимикачем менш відповідального споживача;

- можливість забезпечити розміщення сучасних складних схем релейного захисту, автоматики, управління, сигналізації і одночасно скоротити витрату контрольних кабелів;

- різко скоротилися терміни введення в експлуатацію підстанції в цілому.

Таблиця 2.10 – Порівняння комірок КРП

Параметр або апарат	Технічні дані для комірок КРП	
	КРУ-10 Э	UniGear ZS1
Номинальна напруга, кВ	6; 10	6;10
Найбільша робоча напруга, кВ	7,2; 12	7,2; 12
Номинальний струм, А Шафи і збірних шин	630; 1000; 1250; 1600; 2000; 2500; 3150; 4000	630; 1250; 1600; 2000; 2500; 3150; 4000
Струм електродинамічної стійкості (амплітуда), кА	до 128	125
Номинальний струм відключення вимикача, кА	31,5	31,5
Струм термічної стійкості, кА	12,5;20; 25; 31,5; 40; 50	50
Час протікання струму термічної стійкості, с	1 або 3	3

Параметр або апарат	Технічні дані для комірок КРП	
	КРУ-10 Э	UniGear ZS1
Вимикач	ВВ/TEL всіляких конфігурацій	VD4
Трансформатор струму	Будь-який на розсуд замовника	Оригінальний фірми АВВ
Розмір шафи, мм		
Ширина	750,(900);	1000
Глибина	1100;	1340
Висота	2300	2595
Маса шафи, кг	От 300 до 700	От 500

Як видно з таблиці, кращими технічними характеристиками, а також більш гнучкими показниками володіють КРУ-10 Э. Це проявляється в тому, що ця серія має найбільш широкі можливості щодо вбудованого обладнання.

Приймаємо рішення в якості КРП на підстанції застосувати шафи КРУ-10 Э з номінальною напругою 10 кВ і номінальним струмом 630А для ліній, що відходять і 1000А для вступних комірок.

Для порівняння, також, виберемо два типи вакуумних вимикачів: ВВ/TEL виробництва «Таврида Електрик» і ВВ/AST виробництва «Астер Електро».

Ручне відключення вакуумного вимикача ВВ/TEL-10-20/630 (1000) здійснюється кнопкою, механічно пов'язаної з приводом через тягу. Вакуумний вимикач ВВ/AST-10-20 / 630 (1000) не має механічного ручного відключення, відключення здійснюється електрично.

Вакуумний вимикач ВВ/TEL-10-20/630 (1000) має високий комутаційний ресурс при номінальному струмі 1000А – 50 000 циклів, і механічний ресурс – 50 000 циклів. У керівництві на вимикач ВВ/AST-10-20/1000 вказано механічний ресурс – 50 000 циклів, комутаційний ресурс при номінальному струмі не вказано.

У номенклатурі Таврида Електрик присутній Вакуумний вимикач ВВ / TEL-10-20/630 (1000) на часті комутації зі збільшеним комутаційним і механічним ресурсом 100 000 циклів «ВО». У номенклатурі ТОВ «Астер Електро» апарат з аналогічною характеристикою відсутня. Таким чином, при

здійсненні закупівель вимикачів на часті комутації запропоновану вартість вимикача BB/AST-10 необхідно множити на два.

Вакуумний вимикач BB/TEL-10-20/630 (1000) має істотно більший комутаційний ресурс, при номінальному струмі відключення 100 циклів «ВО». У вакуумного вимикача BB/AST-10-20/1000, комутаційна стійкість головних контактів при номінальному струмі відключення 70 операцій «О»; таким чином, вартість вимикача, пропоновану «Астер Електро» необхідно множити на коефіцієнт 1,43.

Вакуумний вимикач BB/TEL-10-20/630 (1000) має опір головного кола: не більше 40 мкОм; у вакуумного вимикача BB/AST-10-20/1000 опір вище на 25% – 50 мкОм.

Вакуумний вимикач BB/TEL-10-20/1000 пропонує кращі якості виготовлення (відсутність повітряних включень в опорній ізоляції полюса), перевіреними конструктивними рішеннями, а також незрівнянно багатшим досвідом застосування в експлуатації.

Велика кількість розроблених комплектів адаптації вимикача для установки в камери КРП, забезпечених необхідною докладною технічною документацією, що дозволяє провести монтаж вимикача в комйрок навіть персоналу невисокої кваліфікації. «Астер Електро" на замовлення готове розробити комплекти, що потребує часу.

Діапазон оперативного живлення блоків управління БУ/TEL становить 12-220В змінного, випрямленої або постійного струму. Блоки управління «Астер Електро» 120-230В змінного, або постійного струму.

Блок управління Таврида Електрик працює по сухим контактам і по напрузі. Застосування блоку управління «Астер Електро» з електромеханічними захистами, особливо в схемах з дешунтуванням, утруднене і вимагає установки проміжних реле.

Блок управління БУ/TEL-12 здійснює контроль цілісності кіл управління і котушок електроприводу вимикача. У блоку управління «Астер Електро» немає таких можливостей.

Отже, обраний вимикач ВВ/TEL-10 задовольняє умовам працездатності, і остаточно вибираємо КРП КРУ-10 Э з вакуумними вимикачами ВВ/TEL-10 і номінальним струмом 630 А для ліній, що відходять і 1000 А для ввідних комірок. Технічні характеристики вакуумного вимикача ВВ/TEL-10 та його порівняння за умовами вибору наведено в табл 2.11.

Остаточний вибір вимикачів проводиться аналогічно високовольтним на стороні 110 кВ. Відзначимо, що для всіх фідерів встановлюються ідентичні вимикачі.

Таблиця 2.11 – Вибір вимикачів на напругу 10 кВ

Розрахункові величини	Каталожні дані вимикача типу ВВ/TEL-10-20/630	Умови перевірки
$U_{уст.}=10 \text{ кВ};$	$U_H=10 \text{ кВ};$	$U_{уст.} \leq U_H$
$I_{раб. max}=196 \text{ А}$	$I_H=630 \text{ А}$	$I_{раб. max} \leq I_H$
$I_{nt}=10,7 \text{ А}$	$I_{відкл. H}=31,5 \text{ кА}$	$I_{nt} \leq I_{откл. H}$
$I''=10,7 \text{ кА};$	$I_{пр.с.}=31,5 \text{ кА};$	$I'' \leq I_{пр.с.}$
$i_v=14,9 \text{ кА};$	$i_{пр.с.}=81 \text{ кА};$	$i_v \leq i_{пр.с.}$
$\sqrt{2}I_{nt}+i_{at}=15 \text{ кА};$	$\beta=48,9$	$\sqrt{2}I_{nt}+i_{at} \leq \sqrt{2}I_{откл. H} \cdot (1+\beta)$
$B_K=41 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_T=1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq B_T$

## 2.5.8 Вибір трансформатора власних потреб

Потужність трансформаторів власних потреб вибираємо по навантаженнях власних потреб підстанції з урахуванням коефіцієнта завантаження і одночасності. Визначаємо навантаження власних потреб підстанції та представляємо їх у вигляді таблиці 2.12.

Таблиця 2.12 – Навантаження власних потреб

Від споживача	Встановлена потужність			cos	tg	Навантаження	
	Одинична потужність, кВт	Кількість	Загалом			P	Q
Охолодження трансформатора	1	2	2	0,85	0,62	2	1,24
Підігрів КРП	1	18	18	1	0	18	0
Подогрев ВРС	3,6	3	11,8	1	0	11,8	0

Підігрів приводів роз'єднувачів	0,6	8	4,8	1	0	4,8	0
Опалення, вентиляція, освітлення ЗРП-10 кВ			30	1	0	30	0
Освітлення ВРП 110 кВ			2	1	0	2	0
УПНС УЗ	1,5	4	6	1	0	6	0
Експлуатація та ремонтна навантаження			25	1	0	25	0
Всього:						113,6	1,24

Число комірок КРП:

- 2x1 – по одній комірці на кожен введення;
- 2x1 – по одній комірці на ТВП;
- 10x1 – по одній на кожне приєднання, три резервних;
- 2x1 – по одній на кожен ТН;
- 2x1 – дві комірки для секційного вимикача і роз'єднувача;

Всього для 2-х секцій шин: 18 осередки КРП.

Розрахункове навантаження власних потреб:

$$S_{розр} = K_c \cdot \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (2.37)$$

$$S_{розр} = 0,8 \cdot \sqrt{113,6^2 + 1,24^2} = 91,2 \text{ кВА}$$

де -  $K_c = 0,8$  - коефіцієнт попиту.

Потужність трансформаторів власних потреб:

$$S_{ТВН} \geq \frac{S_{ТВН}}{K_c} \quad (2.38)$$

$$S_{ТВН} \geq \frac{91,2}{1,4} = 65 \text{ кВА}$$

де -  $K_{авар} = 1,4$  - коефіцієнт допустимої аварійної перевантаження.

Приймаються до установки два трансформатора типу ТМ-100/10.

Встановлюємо в окремому приміщенні.

### 2.5.9 Релейний захист фідерів

Для надійного захисту фідерів від струмів короткого замикання і перевантажень необхідно правильно визначити струми уставок захисної апаратури. Визначимо величину уставок струмової відсічки (СВ) і максимального струмового захисту (МСЗ). Уставки апаратів захисту будемо визначати виходячи, з величини потужності приймача і довжини лінії, наведених у таблиці 2.13.

Таблиця 2.13 – Дані по приєднанням

При- єднан- ня	Найменування	Розрахунковий струм, А	Довжина лінії, що відходить, км
Ф-7	1 с.ш. РП Тетянівка	23	2,2
Ф-5	1 с.ш. РП Торбець	196	3,2
Ф-4	РП-26	144	0,7
Ф-8	2 с.ш. РП Торбець	173	1,6
Ф-14	ООО «Байкал»	36	1,8
Ф-15	Сергіївка	144	2,4
Ф-18	Ж/Д	144	2,4

Визначимо величину струму уставки МТЗ для відходить фідера Ф-5. Визначимо номінальний струм,  $I_n$  лінії. Від даного фідера отримує живлення навантаження потужністю 3,4 МВА, довжина лінії 5,2 км.

$$I_n = \frac{S_M}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{3,4}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 185 \text{ А} \quad (2.39)$$

де  $S_M$  – максимальна потужність приєднання, МВА;  $U_n$  – середня номінальна напруга, кВ. Визначимо струм спрацьовування захисту



$$I_{CP.3.} = \frac{K_H K_3 I_{H.}}{K_B} = \frac{1,3 \cdot 1,25 \cdot 185}{0,95} = 316,45 \text{ A} \quad (2.40)$$

де  $K_H$  – коефіцієнт надійності, дорівнює 1,3;  $K_3$  – коефіцієнт самозапуску двигуна, дорівнює 1,25;  $K_B$  – коефіцієнт повернення реле, дорівнює 0,95;

Визначимо струм спрацьовування реле

$$I_{CP.P.} = \frac{I_{CP.3.}}{K_{TT}} = \frac{316,45}{120} = 2,63 \text{ A} \quad (2.41)$$

де  $K_{TT}$  – коефіцієнт трансформації трансформатора струму, 120.

Визначимо коефіцієнт чутливості захисту:

$$K_{\chi} = \frac{I_{K3.MIH.}}{I_{CP.3.}} = \frac{3780}{316,45} = 11,95 \quad (2.42)$$

де  $I_{K3.MIH.}$  – мінімальний струм короткого замикання.

Визначимо величину струму уставки струмової відсічки. При розрахунку величини струму уставки довжину лінії візьмемо 20% від реальної, т. як. струмова відсічка повинна мати більшу чутливість.

Визначимо струм спрацьовування захисту:

$$I_{CP.3.} = 1,2 \cdot I_{K3.MAKC} = 1,2 \cdot 10,3 = 12,36 \text{ kA} \quad (2.43)$$

де  $I_{K3.MAKC}$  – максимальний струм короткого замикання, А.

Визначимо струм спрацьовування реле:

$$I_{CP.P.} = \frac{I_{CP.3.}}{K_{TT}} = \frac{12,36}{120} = 103 \text{ A} \quad (2.44)$$

Визначимо коефіцієнт чутливості реле

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ.МИН}}}{I_{\text{СР.З}}} = \frac{3780}{12360} = 0,3 \quad (2.45)$$

Таблиця 2.14 – Результати розрахунку захисту фідерів

№ фідера	МСЗ				СВ		
	I <sub>НОМ</sub>	I <sub>СР.З</sub>	I <sub>СР.Р</sub>	K <sub>ч</sub>	I <sub>СР.З</sub>	I <sub>СР.Р</sub>	K <sub>ч</sub>
Ф-7	23	39,34	1,97	96,08	12360	618	0,3
Ф-5	196	335,26	2,79	11,27	12360	103	0,3
Ф-4	144	246,32	2,05	15,35	12360	103	0,3
Ф-8	173	295,92	2,47	12,77	12360	103	0,3
Ф-14	36	61,58	0,51	61,38	12360	103	0,3
Ф-15	144	246,32	2,05	15,35	12360	103	0,3
Ф-18	144	246,32	2,05	15,35	12360	103	0,3

Для захисту фідерів застосовуємо мікропроцесорний блок РС83-АВ2.

Термінал РС83-АВ2 включає в себе наступні основні функції:

1. Максимальний струмовий захист (МСЗ) – відключає фідер при перевищенні струму уставки з витримкою часу. Струмова відсічка відключає фідер без витримки часу при появі в мережі великих струмів короткого замикання. Прискорення МСЗ автоматично вводиться при включенні вимикача і після роботи АПВ на час 0,5 с., при цьому час МСЗ зменшується до 0 с;
2. Струмова відсічка (СВ) від міжфазних КЗ і замикань на землю;
3. Захист від зниження і підвищення напруги нульової послідовності;
4. Захист від теплового перевантаження;
5. Захист від замикань на землю (на ПЛ може працювати на сигнал, на КЛ на відключення). На даному терміналі реалізуємо функцію включення фідера від ЧАПВ, а також функції ПРВВ (пристрій резервування відмови вимикача) – тобто, при відмові вимикача відходить фідера йде сигнал на відключення вимикача вводу 10 кВ і секційного вимикача;
6. На терміналі можливо реалізувати логічний захист шин (ЛЗШ). ЛЗШ працює наступним чином: при КЗ на лінії, що відходить, запускається

захист цієї лінії і, можливо, захист вводу 10 кВ. При цьому МСЗ фідера і вводу працюють із заданими тимчасовими уставками. Якщо запускається захист вводу 10 кВ, а жоден з захистів фідерів не відкривається, то витримка часу МСЗ вводу 10 кВ знижується до 0,25 с;

Термінал передбачає вимір наступних параметрів:

- Струми фаз;
- Напругу фаз, лінійні напруги;
- Потужність активна, реактивна і повна;
- Енергія, частота,  $\cos$ ;
- Відстань до місця КЗ.

# **ОХОРОНА ПРАЦІ**

### **3.1. Короткий опис об'єкта**

Підстанція 110/10 кВ складається з відкритого розподільного пристрою 110 кВ (ВРП-110), на якому розташовані багатооб'ємні масляні вимикачі, роз'єднувачі типу РНД 110, силові трансформатори типу ТДН-16000/110У1, підстанційні розрядники РВС-110. В ЗРУ-10 кВ знаходяться розподільні комірки типу КРУ-10 внутрішньої установки, оснащені вакуумними вимикачами для захисту і комутації кіл приєднань, що відходять. Відзначимо, що на даній підстанції присутній постійний черговий персонал в кількості двох робітників. Проектом передбачена заміна функціонально застарілих багатооб'ємних масляних вимикачів на сучасний елегазовий вимикач на напругу 110 кВ виробництва фірми АВВ, що буде сприяти більш надійному електропостачанню споживачів і підвищення безпеки обслуговування ВРП-110 кВ.

### **3.2 Аналіз небезпечних і шкідливих виробничих факторів при експлуатації електричного обладнання ВРП напругою 110 кВ**

При обслуговуванні ВРП-110 кВ мають місце такі небезпечні та шкідливі фактори:

- основною небезпекою є можливість ураження людини електричним струмом в результаті дотику до струмоведучих частин, що знаходяться під напругою;
- наявність небезпечної напруги (крокової) в зоні розтікання електричного струму при замиканні струмоведучих частин на землю;
- підвищена або знижена температура повітря робочої зони;
- підвищений рівень шуму на робочому місці;
- метеорологічні умови (робота поза приміщенням);

Електробезпека. Для захисту від ураження електричним струмом в нормальному режимі застосовуються такі заходи захисту від прямого дотику:

- основна ізоляція струмоведучих частин: у ВРП 110 кВ ізоляція струмоведучих частин виконується скляними ізоляторами. Ізоляція струмоведучих частин ЗРП 10 кВ здійснюється за допомогою опорних ізоляторів. Кабелі мають паперову або пластмасову ізоляцію.

- огорожі та оболонки: в ВРП 110 кВ застосовуються два види огорожі – зовнішня і внутрішня. Зовнішня огорожа служить перешкодою для проникнення на територію сторонніх осіб і великих тварин і має висоту 2 м. Внутрішня огороження служить для виділення зон ВРП, що знаходяться під високою напругою, і має висоту 1,6 м.

Для захисту від ураження електричним струмом в разі пошкодження ізоляції застосовуються захисне заземлення.

### **3.3 Інженерно-технічні заходи з охорони праці на ВРП - 110 кВ**

Мережі напругою  $\geq 110$  кВ виконуються з ефективно заземленою нейтраллю. У цих мережах однофазне замикання на землю становить кілька кілоампер і струмовий захист за частки секунди відключає пошкоджену мережу.

Для виключення можливості небезпечного наближення до струмоведучих частин, ВРП 110 кВ огорожено сітчастим парканом заввишки 2 м. Вхід на територію ВРП обладнаний хвірткою. У ВРП 110 кВ передбачено проїзд вздовж вимикачів для пересувних монтажно-ремонтних механізмів і пристосувань, а також пересувних лабораторій: габарит проїзду 4 м по ширині і висоті. Мінімальна висота, на якій розташовані струмопровідні частини щодо землі згідно з ПУЕ дорівнює 3,6 м. Висота підвісу ошиновки становить 6 м і, отже, забезпечується безпечне пересування персоналу обслуговуючого ОРУ 110 кВ.

Захист від шуму. Як індивідуальні засоби захисту від шуму використовують спеціальні навушники, вкладиші у вушну раковину, протишумні каски.

Захист від метеоумов. Теплий одяг попереджає надмірне охолодження організму людини при низьких температурах повітря. Для захисту голови від атмосферних опадів призначені каски. При роботах в умовах високих температур повітря протягом зміни влаштовуються перерви.

Електрозахисні засоби. На ВРП 110 кВ застосовуються такі електрозахисні засоби:

- штанга вимірювальна універсальна - 2 шт .;
- діелектричні боти - 2 пари;
- діелектричні рукавички - 2 пари;
- захисні окуляри - 2 шт .;
- переносні заземлення - 4 шт .;
- переносні огороження (щити) - 2 шт .;
- плакати безпеки - 2 комплекти;
- запобіжні монтерський пояса - 2 комплекти (призначені для забезпечення безпеки обслуговуючого персоналу при роботах на висоті).

Блокування. Розподільний пристрій 110 кВ обладнано оперативної блокуванням, що виключає можливість:

- включення вимикачів на заземлювальні ножі та короткозамикачі;
- включення заземлюючих ножів на ошиновку, що не відокремлена роз'єднувачами від ошиновки, що знаходиться під напругою.

Орієнтація в електроустановках. Орієнтація на ВРП здійснюється наступними методами:

а) маркування електрообладнання (нанесення умовних позначень на схеми і схеми електричних з'єднань) служить для розпізнавання належності обладнання;

б). відповідне розташування і забарвлення струмоведучих частин:

- фаза А - найбільш віддалена (жовтий колір);
- фаза В - середня (зелений колір);
- фаза С - ближня (червоний колір).

в) світлова сигналізація вказує на включений або відключений стан електрообладнання.

### **3.4 Пожежна профілактика**

Пожежна небезпека на ВРП напругою 110 кВ обумовлена наявністю в обладнанні горючих речовин і матеріалів: ізоляція обмоток трансформаторів струму і напруги, маслонаповнене обладнання, фарба корпусів електричних апаратів, ізоляція контрольних кабелів релейного захисту.

Практичні заходи пожежної безпеки:

- виконання для маслонаповненого обладнання маслосбірачів, засипаних гравієм. Маслосбірач розраховуються на поглинання 80% масла;
- фундаменти маслонаповненого обладнання виконані з вогнетривких матеріалів;
- маслосбірачі трансформаторів виконуються з масловідводів, виконаними у вигляді підземних трубопроводів або відкритих кюветів або лотків. За допомогою останніх масло відводиться в маслосбірач закритого типу, віддаленого від обладнання станції на пожежобезпечну відстань.

Організаційні заходи щодо забезпечення пожежної безпеки:

- навчання робітників і службовців правилам пожежної безпеки;
- розробка і реалізація норм і правил пожежної безпеки, інструкцій про порядок роботи з легкозаймистими речовинами та матеріалами;
- виготовлення і застосування засобів наочної агітації щодо забезпечення пожежної безпеки;
- організація пожежної охорони об'єкта.

### **3.5 Інженерні заходи при гасінні пожежі на підстанції**

Гасіння пожеж в електроустановках під напругою здійснюється при дотриманні таких обов'язкових умов:



- недопущення наближення пожежних до струмоведучих частин електроустановок на відстані до палаючих електроустановок під напругою при подачі пожежними вогнегасних речовин з ручних стовбурів, менше 10 м для 110 кВ.

- узгодження РТП з начальником ПС (майстром, оперативним, оперативно-виробничим персоналом) маршрутів руху пожежних на бойові позиції і конкретну вказівку їх кожному пожежному при інструктажі;

- виконання роботи пожежними і водіями пожежних автомобілів, які забезпечують подачу вогнегасних речовин, в діелектричних рукавичках, ботах або чоботях;

- подача вогнегасних речовин після заземлення ручних пожежних стволів і пожежних автомобілів;

- недопущення гасіння пожеж в електроустановках при видимості менше 10 м;

При гасінні пожежі забороняється:

- виконання будь-яких відключень і інших операцій з електричним обладнанням особовому складу пожежних підрозділів;

- наближення до машин і механізмів, які застосовуються для подачі вогнегасних речовин на палаючі електроустановки, що знаходяться під напругою, особам, безпосередньо не зайнятих у гасінні пожежі.

При гасінні пожежі на електрообладнанні без зняття напруги з електроустановок пожежні автомобілі і стовбури повинні бути заземлені, а ствольщик повинен працювати в діелектричному взутті і діелектричних рукавичках.

Гасіння пожежі в приміщеннях з електроустановками, що знаходяться під напругою до 10 кВ, усіма видами пін за допомогою ручних засобів забороняється, так як піна і розчин піноутворювача мають підвищену електропровідність, в порівнянні з розпорошеною водою.

При необхідності гасіння пожежі повітряно-механічною піною, з об'ємним заповненням приміщення піною, проводиться попереднє

закріплення піногенераторів, їх заземлення, а також заземлення насосів пожежних машин

Пристрої для заземлення пожежних стволів, піногенераторів і пожежної техніки виготовляються в необхідній кількості з гнучкого мідного проводу перерізом не менше 16 мм<sup>2</sup>. У всіх випадках довжина проводу не обмежується і визначається з необхідності, допущення вільного маневрування особи, яка працює пожежним стволом.

Місця заземлення пожежної техніки визначається фахівцями підприємства спільно з представника пожежної охорони, обладнуються і вивішуються таблички.

Необхідна кількість заземлень, діелектричного взуття, діелектричних рукавиць і місця їх зберігання визначаються начальниками груп ПС, виходячи з розрахунку подачі вогнегасних засобів на палаюче електрообладнання.

Забороняється користування зазначеними заземлюючими пристроями, діелектричним взуттям і рукавицями, крім випадків пожежі або проведення спільних з пожежними підрозділами тренувань на підстанції.

### **3.6 Розрахунок захисного заземлення**

Відкритий розподільний пристрій – електроустановка напругою вище 1 кВ, номінальну напругу 110 кВ, мережа виконана трифазної трехпроводной з ефективно заземленою нейтраллю.

Площа ВРП  $S = 3220$  кв. м, ґрунт в районі розташування ВРП двошаровий, верхній шар товщиною  $h_1 = 1,8$  м – суглинок, нижній шар – глина.

Найбільший опір заземлювального пристрою ( $R_3$ ) на ВРП-110 кВ в будь-який час року має бути не більше 0,5 Ом.

Опір розтіканню природних систем заземлення "грозозахисний трос – опори"  $R$  визначається за формулою:

$$R = \frac{1}{n_{\text{л}}} \cdot \sqrt{r_{\text{соп}} \cdot \frac{r_{\text{м}}}{n_{\text{м}}}} = \frac{1}{2} \cdot \sqrt{15 \cdot \frac{0,75}{1}} = 1,68 \text{ Ом}; \quad (3.1)$$

де  $n_{\text{л}}$  – кількість ліній, що відходять від ВРП;

$r_{\text{соп}}$  – опір заземлення однієї опори, Ом;

$n_{\text{т}}$  – число тросів на опорі;

$r_{\text{т}}$  – активний опір сталевих тросів;

$r_{\text{т}} = 0,15 \text{ (L/S)} = 0,15 \text{ (250/50)} = 0,75 \text{ Ом};$

$L$  – довжина одного прольоту, м;

$S$  – перетин троса, мм.

Визначимо необхідний опір штучних заземлювачів:

$$R_{\text{н}} = \frac{R \cdot R_{\text{ПВЕ}}}{R - R_{\text{ПВЕ}}} = \frac{1,68 \cdot 0,5}{1,68 - 0,5} = 0,71 \text{ Ом}, \quad (3.2)$$

де  $R$  – опір розтіканню природного заземлення;

$R_{\text{пве}}$  – допустимий опір розтіканню заземлювального пристрою.

Складемо попередню схему заземлення згідно з рекомендаціями ПУЕ та нанесемо її на план підстанції, попередньо вибираємо контурний тип заземлюючого пристрою з вертикальними сталевими стрижнями довжиною 5 метрів, які розташовуються по периметру заземлювального пристрою на відстані 3 м від зовнішньої огорожі ВРП з інтервалом 10 м. Верхній кінець вертикального заземлення занурений на 0,7 метра від поверхні землі. В якості вертикальних заземлювачів використовуються сталеві стрижні діаметром 16 мм. Як горизонтальні заземлювачі (поздовжні і поперечні) застосуємо сталеві смуги товщиною 4 мм перетином (4x50 мм) прокладені на глибині 0,7 м. від поверхні землі.

Розрахуємо питомий опір ґрунту для двошарової землі.

Питомий опір верхнього і нижнього шарів землі: суглинку  $\rho_{1c} = 150$  Ом/м, глини  $\rho_{2c} = 70$  Ом/м.

З урахуванням можливих сезонних коливань опору розрахункові питомі опору ґрунту:

$$\rho_{hlpoz} = \rho_{1c} \cdot \Psi_1 = 150 \cdot 2 = 300 \text{ Ом / м}, \quad (3.3)$$

де  $\Psi$  – значення коефіцієнта сезонності для верхнього шару ґрунту.

За попередньою схемою розміщення заземлювального пристрою визначаємо площа заземлення  $S = 3220$  кв. м, довжина горизонтальних електродів  $L_e = 1230$  м; кількість вертикальних  $n = 24$  і довжина вертикальних електродів

$$L_g = n \cdot l_g = 24 \cdot 5 = 120 \text{ м}. \quad (3.4)$$

Складемо розрахункову модель заземлювача у вигляді квадратної сітки площею  $S = 3220$  кв. м. Довжина сторони квадрата моделі  $\sqrt{S} = \sqrt{3220} = 56,7$  м.

Визначимо кількість осередків по одній стороні моделі:

$$m = \frac{L_r}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1 = \frac{1230}{2 \cdot \sqrt{3220}} - 1 = 9,84. \quad (3.5)$$

Приймаємо  $m = 10$ .

Уточнимо довжину горизонтальних електродів:

$$L_r = 2 \cdot (m + 1) \cdot \sqrt{S} = 2 \cdot (10 + 1) \cdot \sqrt{3220} = 1248 \text{ м}. \quad (3.6)$$

Довжина сторони клітинки в моделі:

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m} = \frac{\sqrt{3220}}{10} = 5,67 \text{ м.} \quad (3.7)$$

Відстань між вертикальними електродами в моделі при розміщенні їх по контуру:

$$a = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{n} = \frac{4 \cdot \sqrt{3220}}{24} = 9,46 \text{ м.} \quad (3.8)$$

Відносна глибина занурення в землю вертикальних електродів в моделі:

$$t_{от} = \frac{l_e + t_o}{\sqrt{S}} = \frac{5 + 0,7}{\sqrt{3220}} = 0,1. \quad (3.9)$$

Відносна довжина верхньої частини вертикального заземлення, що знаходиться у верхньому шарі ґрунту товщиною  $h$ :

$$l_{от} = \frac{h_c - t_o}{l_e} = \frac{1,8 - 0,7}{5} = 0,22. \quad (3.10)$$

Визначимо розрахунковий еквівалентний питомий опір землі для заземлюючого пристрою – горизонтальної сітки з пересічних смуг з вертикальними електродами:

$$\rho_э = \rho_{h_2\text{роз}} \cdot \left( \frac{\rho_{h_c\text{роз}}}{\rho_{h_2\text{роз}}} \right)^K = 70 \cdot \left( \frac{300}{70} \right)^{0,209} = 94,98 \text{ Ом/м,} \quad (3.11)$$

$$\text{де } K = 0,43 \cdot \left( l_{от} + 0,272 \cdot \ln \frac{a \cdot \sqrt{2}}{l_B} \right) = 0,43 \cdot \left( 0,22 + 0,272 \cdot \ln \frac{9,46 \cdot \sqrt{2}}{5} \right) = 0,209$$

Шуканий розрахунковий опір штучного заземлювача:

$$R_p = A \cdot \frac{\rho_{\text{з}}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{\text{з}}}{L_{\Gamma} + L_B} = 0,36 \cdot \frac{94,98}{\sqrt{3220}} + \frac{94,98}{1248 + 120} = 0,672 \text{ Ом}, \quad (3.12)$$

де  $A = 0,444 - 0,84 \cdot t_{\text{от}} = 0,444 - 0,84 \cdot 0,1 = 0,36$ .

Отримана величина опору розтікання заземлювача  $R_p = 0,672 \text{ Ом}$ .

Таким чином, штучний заземлювач відкритого розподільного пристрою напругою 110 кВ повинен бути виконаний з горизонтальних сталевих смугових електродів перетином 4х50 мм, загальною довжиною 1 248 м і вертикальних електродів у вигляді сталевих стрижнів діаметром 16 мм, довжиною 5 метрів кожен в кількості 24 штуки, розташованих по периметру заземлення рівномірно на відстані 10 м. Глибина занурення електродів в землю 0,7 метра.

## **ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА**

#### 4.1 Ціль та задачі

В основній частині обґрунтовано необхідність реконструкції ПС 110/10 шляхом заміни функціонально застарілих електричних апаратів на сучасні високонадійні, а також засобів релейного захисту та автоматики на мікропроцесорній елементній базі. Вище наведені заходи дозволять уникнути аварійних ситуацій у зв'язку з підвищеною ймовірністю відмови застарілого обладнання, підвищити безпеку праці персоналу. Прийняті рішення по реконструкції вимагають оцінки економічних показників.

#### 4.2 Розрахунок капітальних витрат

До числа економічних показників відносяться наступні:

- капітальні вкладення на спорудження мережі;
- експлуатаційні витрати;
- економічна ефективність і термін окупності проекту.

Розрахунок капітальних витрат на модернізацію показниками вартості її основних елементів: вимикачів 110 кВ та комірок КРП.

Вартість монтажно-налагоджувальних робіт становить 10% від вартості електрообладнання.

Транспортно-заготівельні і складські витрати приймаються у відсотках від вартості обладнання, конструкцій і становлять 7%.

Планові накопичення визначаються в розмірі 30% від вартості монтажних робіт.

Капітальні витрати на здійснення варіанту розраховуються наступним чином:

$$K = K_{об} + K_{тр} + K_{МН} + K_{пл} \quad (4.1)$$

де  $K_{об}$  – вартість обладнання, тис. грн;



$K_{mp}$  – транспортно-заготівельні і складські витрати, тис. грн;

$K_{MH}$  – витрати на монтажну-налагоджувальні роботи, тис. грн;

$K_{nl}$  – планові накопичення, тис. грн.

Розрахунок капітальних витрат наведено в таблиці 4.1 за даними заводів-виробників і представників ринку електрообладнання.

Таблиця 4.1 – Капітальні витрати

Найменування	Тип	Питомі капітальні витрати тис.грн/од	кількість, од	Капітальні витрати (тис. грн)
Блок релейного захисту	PC80	180	1	180
Вимикачі	ВРС-110	980	2	1960
Комплектні комірки	КРУ-10 Э	420	18	7560
<b>Разом <math>K_{об}</math> =</b>				<b>9700</b>

Монтажно-налагоджувальні роботи	$0,1 K_{об}$	970,00
Транспортно-заготівельні і складські витрати	$0,07 K_{об}$	679,0
планові накопичення	$0,03 K_{об}$	291,0
	<b><math>K=</math></b>	<b>11640,0</b>

$$K = K_{об} + K_{mp} + K_{MH} + K_{nl} = 9700 + 679 + 970 + 291 = 11640 \text{ тис. грн}$$

### 4.3 Розрахунок експлуатаційних витрат

Основні статті витрат:

1. Амортизаційні відрахування ( $C_a$ ).
2. Заробітна плата обслуговуючого персоналу ( $C_3$ ).
3. Відрахування на соціальне страхування ( $C_c$ ).
4. Витрати на технічне обслуговування і поточний ремонт обладнання і мереж ( $C_T$ ).
5. Інші витрати ( $C_{пр}$ ).

Таким чином загальні експлуатаційні витрати складуть:

$$З_{ЭК} = C_a + C_3 + C_c + C_m + C_{np}, \text{ тыс. грн} \quad (4.2)$$

1. Річні амортизаційні відрахування  $C_a$  на основні фонди обчислюються за балансовою вартістю обладнання ( $\Phi_B$ ) і мінімального (регламентованому) терміну експлуатації:

$$C_a = \Phi_B / T_{\min} \quad (4.3)$$

Таблиця 4.2 – Амортизаційні відрахування

Балансова вартість всього, ( $K_{об}$ ) тис. грн	Мінімальний термін експлуатації основних фондів, рік	Річна сума амортизаційних відрахувань, тис. грн
11640	5	2328

$$C_a = 2328 \text{ тис. грн}$$

2. Річні витрати на технічне обслуговування і поточний ремонт електротехнічного обладнання, включають витрати на матеріали, запасні блоки, певні в процентах від капітальних витрат. Для обладнання релейного захисту приймається в розмірі 1% від капітальних витрат.

Витрати на технічне обслуговування і поточний ремонт:

$$C_T = 0,01 \cdot K = 0,01 \cdot 11640 = 116 \text{ тис. грн,}$$

Додаткових витрат, пов'язаних з фондом заробітної плати, соціальними відрахуваннями та іншими витратами не передбачаємо, тому що чисельність і режим роботи персоналу залишається незмінним.

$$C_{\Sigma} = C_m + C_a = 116 + 2328 = 2444 \text{ тис. грн.}$$

3. Розрахунок річного фонду заробітної плати обслуговуючого персоналу. Витрати на оплату праці персоналу, зайнятого експлуатацією обладнання містять в собі витрати на основну заробітну плату (за відпрацьований час), на додаткову зарплату (оплата чергової відпустки) в розмірі 10% від основної.

Визначаємо ефективний фонд робочого часу, який визначається:

$$\Phi PЧ = (D_k - D_n - D_s - D_o) \cdot t_{cm} \quad (4.4)$$

де  $D_k$  – кількість календарних днів в плановому періоді;

$D_n$  – кількість святкових днів;

$D_s$  – кількість вихідних днів відповідно до режиму роботи підприємства;

$D_o$  – кількість днів основного (28 днів), додаткового (5 днів, за шкідливі умови) відпустки;

$t_{cm}$  – тривалість робочої зміни (встановлюється відповідно до режиму роботи і не перевищує 40 годин на тиждень).

$$\Phi PЧ_p = (365 - 10 - 82 - 33) \cdot 8 = 1920 \text{ ч}$$

Для працівників, які обслуговують електроустановки на підстанції оплата праці проводиться за почасово-преміальною системою. Крім премії 20% плануються доплати  $З_{допл}$  (за змінність, понад нормований час, і т.д.) в розмірі 5% від прямої (тарифної) заробітної плати.

Пряма заробітна плата за тарифом:

$$З_n = K_{тар} \cdot \tau_{час} \cdot \Phi PВ \cdot N_p \quad (4.5)$$

де  $K_{тар}$  – тарифний коефіцієнт, який враховує розряд працівника;

$\tau_{год}$  – годинна тарифна ставка працівника, грн/рік. Для розрахунків в дипломному проекті використовуємо середньогодинну тарифну ставку для електромонтера 1-го розряду, яка, згідно з колективного договору підприємства, становить 240 грн/год,  $K_{тар} = 1,6$  для працівників 5 розряду;

ФРЧ – фонд робочого часу одного працівника за рік, год;

$N_p$  – кількість працівників, зайнятих обслуговуванням, чол.

Тарифна ставка з урахуванням тарифного коефіцієнта:

$$\tau'_{час} = 1,6 \cdot 240 = 384 \text{ грн/год}$$

Таблиця 4.3 – Розрахунок зарплатні

№ п.п	Найменування професій працівників	Явочний штат на добу, чол	Годинна тарифна ставка, грн	Номінальний річний фонд робочого часу	Разом, пряма зарплата по тарифу, грн	Доплати, грн	Премія, грн	Разом, основна зарплата, грн
1	Електромонтер 5-го розряду	4	384	1920	2949120	147456	589824	3686400

Додаткова зарплата становить 10% від основної:

$$Z_{дон} = 0,1 \cdot 3686 = 368,6 \text{ грн}$$

Загальна величина річного фонду заробітної плати ФЗП:

$$C_z = Z_{осн} + Z_{дон} = 3686 + 368,6 = 4055 \text{ грн}$$

4. Відрахування на соціальне страхування визначаємо за ставкою 40% від суми всіх виплат (основних і додаткових) з урахуванням обов'язкових відрахувань в пенсійний фонд, фонд зайнятості, соціальне страхування.

$$C_c = 0,4 \cdot C_z = 0,4 \cdot 4055 = 1622 \text{ грн}$$

5. Визначення інших витрат. Інші витрати по експлуатації об'єкта включають витрати з охорони праці, на спецодяг та ін. Відповідно до практики, ці витрати визначаються в розмірі 4% від річного фонду заробітної плати обслуговуючого персоналу.

$$C_{np} = 0,04 \cdot C_z = 0,04 \cdot 4055 = 162 \text{ грн}$$

Таким чином експлуатаційні витрати складуть:

$$З_{ЭКC} = C_a + C_z + C_c + C_m + C_{np} = 2328 + 4055 + 1622 + 116 + 162 = 6229 \text{ тыс. грн}$$

#### **4.4 Визначення річного збитку від відмов електрообладнання**

Релейний захист підстанції виконаний на електромеханічній базі. Дане обладнання функціонально застаріле і схильне до відмов, при яких можливе порушення електропостачання споживачів і відповідно пов'язані з цим збитки. Збитки від недвідпуску електроенергії споживачам при відмові обладнання становить 3500 тис. грн у рік.

На сьогодні, за даними економічного відділу підприємства річні експлуатаційні витрати на поточний ремонт, обслуговування устаткування підстанції становлять 1260 тис. грн. ( $C_{т.сущ}$ ). З урахуванням ФЗП існуючі експлуатаційні витрати становлять  $C_{экс.сущ} = 5161$  тис. грн, так як кількість працівників, які обслуговують ПС не змінилося.

Оцінимо економічний ефект, до якого увійдуть величини запобігання збитків від недвідпуску електроенергії, пов'язаних з їх відмовами і різниці в експлуатаційних витратах:

$$\Delta E = Y_{нед} + (C_{экс.сущ} - C_{ЭКC}) = 3500 + (5161 - 6229) = 2332 \text{ тис. грн/рік}$$

#### 4.5 Визначення та аналіз показників економічної ефективності проекту

Оцінка економічної ефективності технічного рішення виконана на основі визначення та аналізу наступних показників:

- розрахункового коефіцієнта ефективності капітальних витрат

$$E_p = \Delta E / K, \quad (4.6)$$

$$E_p = \frac{2332}{11640} = 0,2.$$

- термін окупності капітальних витрат  $T_p$  показує, за скільки років капітальні витрати окупляться за рахунок уникнення збитків при впровадженні запропонованого варіанту реконструкції:

$$T_p = 1/E_p, \quad (4.7)$$

$$T_p = \frac{1}{0,2} = 5 \text{ років}$$

5 років є прийнятним для енергетичного підприємства терміном окупності.

Результати техніко-економічного обґрунтування очікуваної ефективності впровадження результатів дипломного проекту наведені в таблиці 4.4.

Таблиця 4.4 – Результати техніко-економічного обґрунтування

Найменування показника	Одиниці виміру	Проектний варіант
Капіталовкладення	тис.грн.	11640
Експлуатаційні витрати:	тис.грн.	6229
в тому числі амортизаційні відрахування	тис.грн.	2328
Розрахунковий коефіцієнт ефективності	-	0,2
Розрахунковий термін окупності	років	5



## ВИСНОВКИ

При виконанні дипломного проекту були поставлені і виконані задачі дослідження навантажень підстанції 110/10 кВ з подальшим вибором надійних електричних апаратів та засобів релейного захисту.

У першому розділі дана загальна характеристика району, в якому знаходиться модернізована підстанція, описані типи встановленого обладнання на підстанції, виділені проблемні моменти.

У другому розділі виконаний аналіз електричних навантажень підстанції за існуючими показами лічильників для режимних замірів. Було встановлено, що максимум навантажень становить 18,567 МВА - відповідно потужності існуючих трансформаторів в післяаварійному режимі буде недостатньо. Тому були обрані трансформатори потужністю по 16 МВА кожний, що було обумовлено перевіркою на систематичні перевантаження. Були обрані схеми ВРП 110 кВ «місток» і ЗРУ 10 кВ «одна система збірних шин».

Також був виконаний розрахунок струмів короткого замикання. Було встановлено, що величина ТКЗ у всіх точках дозволяє вибрати обладнання стандартного виконання. Було виконано вибір елегазових вимикачів типу ВРС-110 на напругу 110 кВ по номінальним і аварійним параметрам, а також наступного обладнання: роз'єднувачі РНДЗ.1 (2) -110/1000 У1; трансформаторів струму ТФЗМ-110-150 / 5У1. На напругу 10 кВ були обрані коміртки КРУ-10 Э з вакуумними вимикачами ВВ/TEL-10-20/630 (1000), а також трансформатори струму ТЛШ-10-1500 / 5-У3, трансформатори напруги НТМИ-10-66У3, трансформатори власних потреб ТМ-100/10 на кожну секцію шин, запобіжники для захисту приєднань трансформаторів СН і ТН.

Для захисту підстанції від аварійних режимів було обрано термінал релейного захисту РС-80. Було виконано розрахунок уставок струмового відсічки, максимального струмового захисту, пристрої резервування відмови вимикачів. Використання новітніх терміналів захистів призведе до



підвищення надійності роботи всіх елементів підстанції та безперебійного постачання споживачів.

У третьому розділі був виконаний аналіз шкідливих виробничих факторів при експлуатації електричного обладнання ВРП напругою 110 кВ, запропоновані інженерно-технічні заходи з охорони праці на ВРП 110 кВ, обґрунтовані елементи і інженерні заходи, необхідні для пожежної профілактики і гасінні пожежі на підстанції.

В економічному розділі було виконано економічне обґрунтування зроблених при модернізації заходів. Були розраховані капітальні витрати і експлуатаційні витрати, а також можливі збитки при використанні старої апаратури. Період окупності капіталовкладень в проект складе 5 років.

## Список використаних джерел

1. Розрахунки електричних мереж систем електропостачання: Навч. посібник / Г.Г. Півняк, Г.А. Кігель, Н.С. Волотковська; За ред. акад. Г.Г. Півняка. – 3-тє вид., перероб. і доп.- Д.: Національний гірничий університет, 2006. – 216 с.
2. Перехідні процеси в системах електропостачання: Підручник для вузів. Вид. 2-е, доправ. та доп. / Г.Г. Півняк, В.М. Винославський, А.Я. Рибалко, Л.І. Нессен / За ред. Академіка НАН України Г.Г. Півняка – Дніпропетровськ: Національний гірничий університет, 2002. – 597 с.
3. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. РД 153–34.0–20.527–98/Под ред. Б. Н. Неклепаева. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2002
4. Справочник по проектированию электрических систем. Под редакцией С.С.Рокотяна и И.М. Шапиро. М., «Энергия», 1979
5. Карапетян И.Г., Файбисович Д.Л., Шапиро И.М. Справочник по проектированию электрических сетей. – М.: НЦ Энас, 2006.
6. І. В. Шереметьєва, Л. В. Тимошенко. Методичні вказівки до виконання дипломного проекту для студентів з напрямку підготовки Електротехніка. – Дніпропетровськ: НГА України, 2013.
7. ДСТУ 3008-95. Документація. Звіти у сфері науки і техніки. – Київ,- 1995. –38 с.
8. Електричні мережі систем електропостачання: Навч. посібник/ Г.Г.Півняк, Г.А.Кігель, Н.С.Волотковська, Л.П.Ворохов, О.Б.Іванов: За ред. академіка НАН України Г.Г.Півняка. – Дніпропетровськ: Національний гірничий університет, 2003.-316 с.
9. Межотраслевые правила по охране труда по эксплуатации электротехнических установок.- М.: НЦ ЭНАЦ, 2001.- 216 с.

10. Пивняк Г.Г. , Кигель Г.А., Волотковская Н.С. Расчет электрических сетей систем электроснабжения. – Днепропетровск: НГУ, 2002. – 219с.
11. Белов С.В. Безопасность жизнедеятельности. – М.: Высшая школа, 2007.
12. Девисилов В.А. Охрана труда. – М.: Форум, 2006.
13. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения: Учебник для вузов / В.А. Андреев. – 4-е изд. перераб и доп. – М.: Высш. шк., 2006. – 639 с.: ил.
14. Андреев В.А. Релейная защита, автоматика и телемеханика в системах электроснабжения. – М.: Высшая школа, 1985. – 390с.
15. ГКД 341.004.001 – 94 Міненерго України “Норми технологічного проектування підстанцій змінного струму з вищою напругою 10 – 750 кВ”. – К., 1994.
16. Рожкова Л. Д., Козулин В. С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техникумов. – М.: Энергия, 1980
17. Правила устройства электроустановок. – 7-е издание – М.: Энергоатомиздат, 2006.

### Додаток А

		Позначення	Найменування	Кількість	Примітка
1					
2			Документація		
3					
4	A4	СЕП.ПД.19.01.ПЗ	Пояснювальна записка	69	
5					
6			Графічні матеріали		
7					
8	A1	СЕП.ПД.19.01.01.ГЧ	Однолінійна схема підстанції	1	
9	A1	СЕП.ПД.19.01.02.ГЧ	План-розріз підстанції	1	
10					
11					
12					